

**SVEUČILIŠTE U SPLITU  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, STROJARSTVA I  
BRODOGRADNJE**

**POSLIJEDIPLOMSKI DOKTORSKI STUDIJ  
ELEKTROTEHNIKE I INFORMACIJSKE TEHNOLOGIJE**

**KVALIFIKACIJSKI ISPIT**

**VIŠE-ENERGIJSKI SUSTAVI**

**Danko Vidović**

**Split, siječanj 2019.**

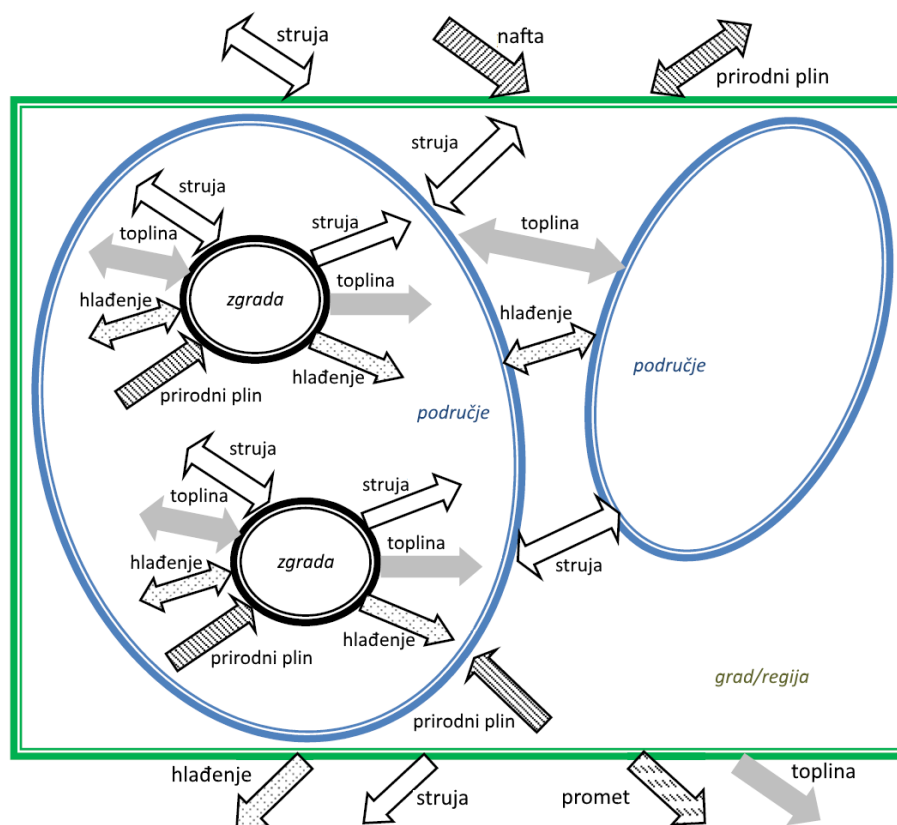
# SADRŽAJ

1. UVOD .....	2
2. INTEGRIRANA ELEKTROENERGETSKA I PLINSKA MREŽA .....	4
2.1. Sigurnost napajanja .....	6
2.2. Optimalno vođenje pogona.....	9
2.3. Planiranje razvoja .....	15
2.4. Modeliranje elemenata plinske mreže koristeći električnu analogiju .....	15
2.4.1. Plinovod.....	16
2.4.2. Plinska kompresorska stanica.....	19
3. INTEGRIRANA ELEKTROENERGETSKA I TOPLINSKA MREŽA.....	21
3.1. Utjecaj na integraciju OIE u elektroenergetski sustav .....	21
3.2. Modeliranje elemenata toplinske mreže koristeći električnu analogiju .....	22
3.2.1. Izmjenjivač topline .....	23
3.2.2. Toplovod.....	27
4. INTEGRIRANA ELEKTROENERGETSKA, PLINSKA I TOPLINSKA MREŽA.....	31
5. ZAKLJUČAK .....	36
LITERATURA.....	38
POPIS OZNAKA I KRATICA .....	44
SAŽETAK.....	45

# 1. UVOD

Svaki energetska sustav (elektroenergetski, plinski, toplinski itd.) iz fizičke perspektive u osnovi je „više-energijski“ zbog toga što se u svakom od njih na različitim razinama odvijaju energetske pretvorbe iz jednog energijskog oblika u drugi. Međutim, u svijetu je postala uvriježena definicija više-energijskog sustava (engl. *multi-energy system*, MES) kao energetska sustava u kojem se izlazi iz okvira jednog specifičnog energetska sustava te se promatraju zajedno (integrirano) dva ili više energetska sustava koji su međusobno povezani i, dakako, imaju utjecaja jedan na drugi. Obično se, zbog njihovih međusobnih veza, zajedno promatraju elektroenergetski i plinski sustav, zatim elektroenergetski i toplinski sustav, ali i sva tri sustava zajedno. Uvođenjem koncepta više-energijskog sustava dobivaju se nove mogućnosti koje nije moguće postići analiziranjem energetska sustava zasebno. Neke od tih mogućnosti su povećanje tehničke, ekonomske i okolišne učinkovitosti, bilo u operativnom vođenju sustava bilo u procesu planiranja razvoja sustava. Prema [1] više-energijske sustave možemo podijeliti na četiri glavne kategorije. To su: prostorna, više-uslužna, više-energetska i mrežna podjela.

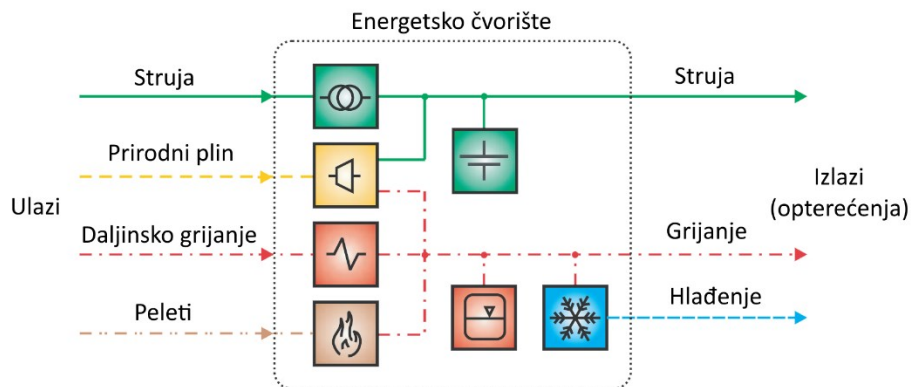
Kod prostorne raspodjele više-energijskih sustava možemo razlikovati nekoliko razina, od razine jedne zgrade pa do razine kvartova, grada, regije ili država, kako je shematski prikazano na slici 1.1. Smjer strelice predstavlja smjer energijskih tokova.



Slika 1.1 Shematska ilustracija prostorne podjele više-energijskih sustava [1]

Najbolji primjer više-energijskog sustava na razini zgrade je model tzv. energetska čvorišta (engl. *energy hub*) [2–5], prikazan na slici 1.2, gdje na ulazu imamo različite energente (struja, prirodni plin, toplina, drvena sječka i sl.) a u samom čvorištu se ti energenti preko raznih

uređaja (mala kogeneracija (engl. *micro CHP*), toplinska pumpa, električni bojler, kotao i dr.) pretvaraju u korisnu energiju (električnu, toplinsku za grijanje i hlađenje). Različitim proširenjima prikazanog energetskog čvorišta (npr. uključenje obnovljivih izvora, spremnika energije i sl.) te različitim funkcijama cilja (ekonomska, ekološka i sl.) moguće je postići spomenute prednosti koje pruža koncept više-energijskih mreža. Kod drugih prostornih razina (područje, grad, regija itd.) više-energijski sustavi uglavnom se odnose na kogeneracijske elektrane, spremnike energije (električne i toplinske), obnovljive izvore energije i sl. pri čemu se uzimaju u obzir tehnička ograničenja mrežnih infrastruktura, o čemu će više biti rečeno u narednim poglavljima.



Slika 1.2 Energetsko čvorište [5]

Pod pojmom više-uslužna podjela više-energijskih mreža fokus je stavljen na višestruke izlaze odnosno integrirane usluge više-energijskih mreža. Drugim riječima, za razliku od prostorne podjele ovdje se promatraju različite vrste više-energijskih mreža prema vrstama njihovih izlaza. Kao najjednostavniji primjer više-uslužnih više-energijskih mreža je kogeneracijska elektrana u kojoj na ulazu imamo prirodni plin, a na izlazima električnu i toplinsku energiju. Složeniji primjeri obuhvaćaju trigeneraciju (električna energija, toplinska energija za grijanje i hlađenje), vodik, sektor prometa i sl.

Za razliku od više-uslužne podjele više-energijskih mreža, više-energetska podjela odnosi se na različite energente na ulazima u više-energijski sustav (ulazi u energetsko čvorište).

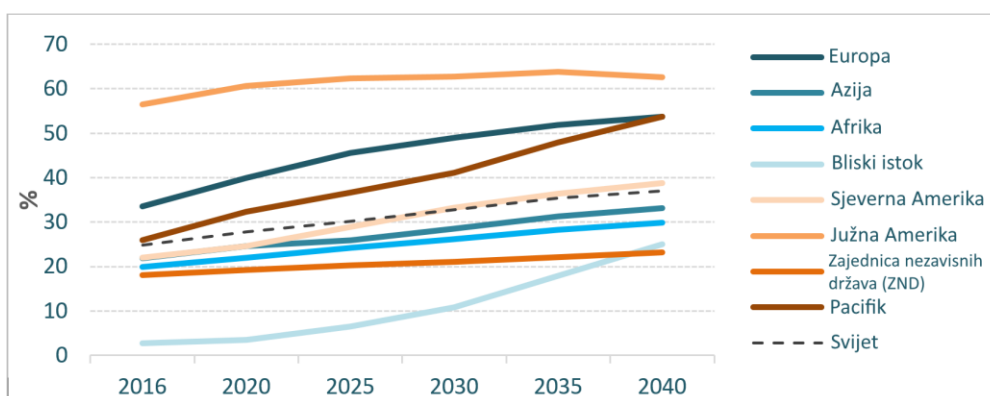
Iz mrežne perspektive, više-energijski sustavi se razlikuju prema količini i vrstama energetskih mreža koje povezuju (elektroenergetsku, plinsku, toplinsku i dr.). Ovakve više-energijske mreže omogućuju optimalno dispečiranje povezanih energetskih mreža, ali s druge strane usložnjavaju proces vođenja i planiranja razvoja mreža. Kao najpoznatiji primjer više-energijskih mreža sa stajališta mrežnih podjela također su razne varijante energetskog čvorišta koji je prethodno opisan kod prostorne podjele. Ovo znači da su više-energetske mreže vrlo složene, da ih je teško raščlaniti, te da se i ovako uvedene kategorije međusobno preklapaju i nadopunjuju.

U nastavku je naglasak stavljen na modeliranje više-energijskih mreža i to poglavito tri najveće međusobno povezane energetske infrastrukture (elektroenergetska, plinska i toplinska mreža). Poglavlje 2 obrađuje integriranu elektroenergetsku i plinsku mrežu, poglavlje 3 odnosi se na integriranu elektroenergetsku i toplinsku mrežu, dok poglavlje 4 opisuje više-energijski sustav sastavljen od sve tri navedene mrežne infrastrukture.

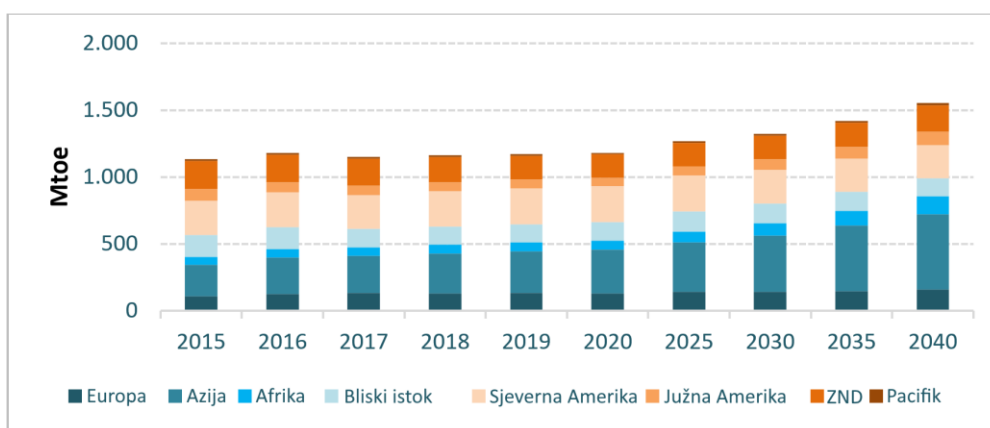
## 2. INTEGRIRANA ELEKTROENERGETSKA I PLINSKA MREŽA

Elektroenergetska mreža i mreža prirodnog plina predstavljaju najveće (u smislu rasprostranjenosti) mrežne infrastrukture koje su međusobno fizički povezane preko nekoliko mrežnih elemenata. Najznačajniju ovisnost elektroenergetske mreže o plinskoj mreži predstavljaju plinske termoelektre, dok s druge strane najznačajniju ovisnost mreže prirodnog plina o električnoj energiji predstavljaju plinske kompresorske stanice pogonjene električnom energijom. Plinske kogeneracijske elektrane također predstavljaju vezu između ove dvije infrastrukture budući da se iz plina proizvode i električna i toplinska energija.

Prema podacima Enerdata [6], slika 2.1, udio obnovljivih izvora energije (OIE) u ukupno proizvedenoj električnoj energiji u svijetu povećat će se sa 27,8% (2016.) na 37,1% (2040.). S razvojem elektrana na OIE i njihovom integracijom u elektroenergetski sustav raste i potreba za uravnoteženjem sustava zbog fluktuirajuće proizvodnje električne energije (u prvom redu vjetroelektrana (VE) i sunčanih elektrana (SE)). Uravnoteženje se uobičajeno vrši postojećim hidroelektranama (HE) i plinskim termoelektranama zbog brzine njihovog odziva na promjenu opterećenja. Međutim, kada proizvodni kapaciteti postojećih elektrana nisu dostatni u svrhu uravnoteženja elektroenergetskog sustava najčešće se grade nove plinske termoelektre (budući da su hidro potencijali ograničeni i uglavnom visoko iskorišteni, te se obzirom na njihovu isplativost hidroelektrane grade neovisno o potrebama za uravnoteženjem sustava) čime se još više povećava međutjecaj plinskih i elektroenergetskih mreža. Na slici 2.2 prikazana su predviđanja Enerdata koja se odnose na proizvodnju električne energije iz plinskih elektrana u razdoblju od 2015.-2040. godine.



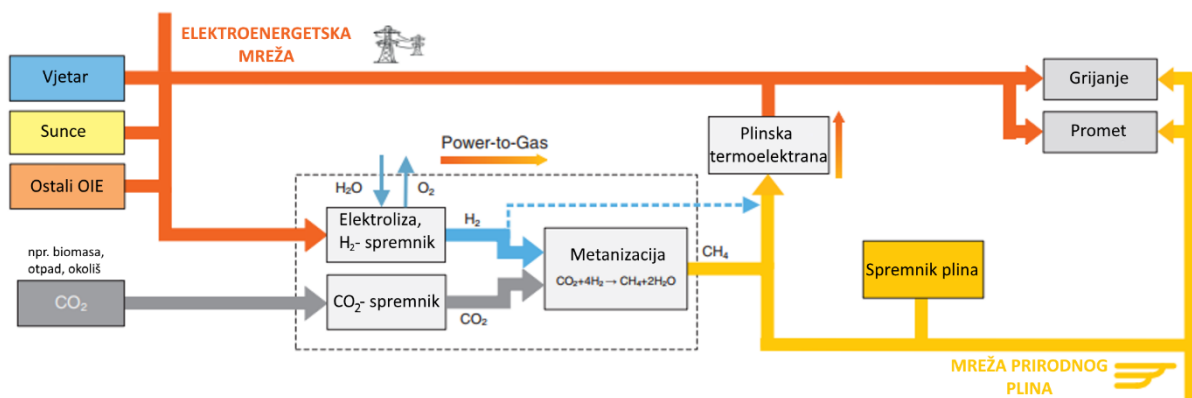
Slika 2.1 Udio OIE u proizvodnji električne energije [6]



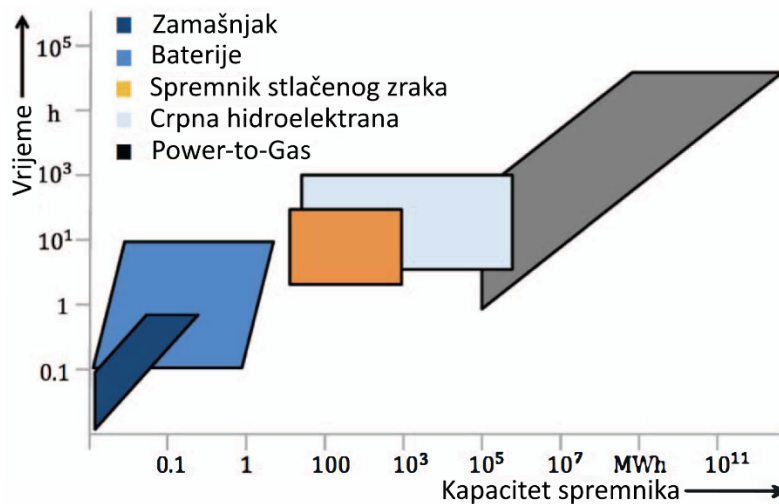
Slika 2.2 Proizvodnja električne energije iz prirodnog plina [6]

Osim toga, s razvojem plinske mrežne infrastrukture grade se i nove kompresorske stanice koje kao gorivo za pogonski stroj kompresora najčešće koriste ili jedan dio plina koji komprimiraju ili električnu energiju. Stoga se može zaključiti da će u budućnosti još više doći do izražaja sprega između ove dvije, naizgled nezavisne, mrežne infrastrukture.

U cilju što učinkovitijeg prihvata VE i SE u elektroenergetski sustav, bilo zbog uravnoteženja sustava ili zbog izbjegavanja negativnih cijena električne energije na tržištu električne energije (u trenucima kada u sustavu postoji višak proizvedene energije), u budućnosti će biti sve više instaliranih postrojenja koja putem elektrolize pretvaraju električnu energiju u vodik (koji se može koristiti u industriji te za pogon automobila koja koriste takvu vrstu goriva) ili daljnjim procesom pretvorbe korištenjem ugljikovog dioksida pretvaraju vodik u sintetički prirodni plin (koji se može putem plinskih mreža transportirati na velike udaljenosti i efikasno uskladištiti u spremnicima plina), shematski prikazano na slici 2.3. Ova tehnologija pretvaranja električne energije u sintetički prirodni plin naziva se *Power-to-gas* (P2G) tehnologija. Efikasnost postojeće tehnologije pretvaranja električne energije u vodik iznosi 54-57 %, a efikasnost pretvaranja vodika u metan 49-65 %, ovisno o tlaku plinske mreže i spremnika [7]. Osim sintetičkog plina moguće je u plinski sustav utisnuti i čisti vodik, ali u manjim količinama 2-5 % volumena prirodnog plina, što opet ovisi o plinskoj mreži i plinskim potrošačima [7]. Međutim, provedene analize [8–10] ukazuju na upitnu trenutnu ekonomsku isplativost ove tehnologije budući da ona jako ovisi o cijenama plina i električne energije (potrebna je što viša cijena plina u odnosu na električnu energiju) i mogućnosti prodaje vodika. Usprkos tome, potrebno je provesti detaljnu ekonomsku analizu isplativosti ove tehnologije, uzimajući u obzir trenutne cijene i stupanj razvoja tehnologije, te potrebe za uravnoteženjem sustava, prvenstveno zbog toga što P2G tehnologija nudi mogućnosti spremanja puno veće količine električne energije u usporedbi sa drugim konvencionalnim tehnologijama, kako je prikazano na slici 2.4.



Slika 2.3 Više-energijski sustav sa P2G tehnologijom [7]



Slika 2.4 Usporedba tehnologija spremanja električne energije [10]

U posljednjih desetak godina, a posebice u posljednjih 3-4 godine, veliki dio znanstvenih istraživanja usmjeren je analizi međuočujca ovih dviju energetske mreže i to prvenstveno kroz analizu sigurnosti napajanja, optimalnog vođenja pogona te planiranju razvoja ovakvog više-energijskog sustava, o čemu će više biti riječi u nastavku.

## 2.1. Sigurnost napajanja

U klasičnom pristupu, gdje se svaka energetska mreža analizira i promatra zasebno, zanemaruje se ovisnost o raspoloživosti druge energetske mreže s kojom je taj energetske sustav povezan. Kod elektroenergetskih mreža to znači da se pri analizi sigurnosti napajanja ne uzima u obzir vjerojatnost neraspoloživosti plina iz plinovoda u plinskim termoelektranama, odnosno u slučaju plinske mreže zanemaruje se neraspoloživost električne energije iz mreže pri pogonu kompresorskih stanica sa elektromotorom kao pogonskim strojem. S obzirom na to da su elektroenergetske i plinske mreže sve više međusobno povezane, u buduću će se morati ove dvije mrežne infrastrukture promatrati kao integrirane pri analizi sigurnosti napajanja, tj. kao više-energijska mreža. Kao dokaz tome može poslužiti događaj iz veljače 2011. godine [11] kada je zbog neuobičajeno niskih temperatura u jugozapadnom dijelu Sjedinjenih Američkih Država došlo do istovremenih povezanih kvarova na velikom dijelu plinske mrežne infrastrukture i to u opskrbnom, procesnom i prijenosnom dijelu, te do problema u proizvodnji električne energije. Na vrhuncu hladnoće posljedica je bila gašenje proizvodnje prirodnog plina od preko 141 milijun m<sup>3</sup>/dan i to primarno na području Texasa i Novog Meksika, što čini gubitak od oko 10 % američke proizvodnje plina u to vrijeme. S druge strane, hladno vrijeme dovelo je do povećane potražnje za prirodnim plinom, a što je u sprezi sa smanjenom proizvodnjom dovelo do znatnog pada tlaka u regionalnom prijenosnom plinovodu. Elektroenergetski sustav također nije ostao imun na ove događaje što je dovelo do gašenja ili smanjenja proizvodnje stotina proizvodnih postrojenja na području pogođene regije (smanjenje proizvodnje električne energije za oko 30 GWh/h u vremenu kad je i potrošnja električne energije bila u znatnom porastu). Povezano s tim, došlo je do prekida opskrbe električnom energijom nekih kompresorskih stanica. Na samom vrhuncu ove vremenske nepogode, oko 1,3 milijuna kupaca bilo je potpuno bez energetske opskrbe, a sveukupno preko 4 milijuna kupaca bilo je zahvaćeno s problemima u opskrbi. Oporavak opskrbe kupaca plinom i električnom energijom potrajalo je tjednima nakon normalizacije stanja. Službeni izvještaji regulatora

potvrdili su da problemi u opskrbi prirodnim plinom doprinijeli gubitku proizvodnje električne energije, a što je opet povratno djelovalo na pogoršanje stanja u plinskoj mreži.

Autori u [12] analizirali su utjecaj prekida u plinskoj mreži na rad elektroenergetskog sustava, te utjecaj SE i crpnih hidroelektrana (CHE) na ovisnost elektroenergetske mreže o plinskoj mreži. Slično tome, autori u [13] analizirali su utjecaj plinske mreže na plinske termoelektre uvažavajući ograničenja u plinskoj mreži. Koristeći tehniku mješovitog cjelobrojnog linearnog programiranja (engl. *mixed integer linear programming*, MILP) razvili su jedinstveni model kojim je moguće analizirajući integrirani sustav prepoznati slabe točke plinske infrastrukture koje ugrožavaju sigurnost napajanja elektroenergetske mreže. Primjenjujući razvijeni model na složenijem primjeru, isti autori su u [14] utvrdili da zbog N-1 raspoloživosti elementa u plinskoj mreži, uz ograničenja u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži, može doći do redukcije opterećenja u elektroenergetskoj mreži, te da do toga isto može doći ukoliko se analiziraju istovremeni ispadi u plinskoj i elektroenergetskoj mreži. Analiza jednostranog utjecaja (plinske na elektroenergetsku mrežu) bila je također premet istraživanja u [15] gdje su autori, također koristeći MILP tehniku, razvili model integriranog sustava kojim je moguće utvrditi snagu međeutjecajnih veza, odnosno utvrditi utjecaj plinskih mreža na sigurnosno ograničeno dispečiranje proizvodnih kapaciteta elektroenergetskog sustava. Primjerom je potvrđeno da plinske termoelektre koje imaju mogućnost korištenja dodatnog pogonskog goriva pozitivno djeluju na sigurnost napajanja elektroenergetskog sustava jer s jedne strane smanjuju ovisnost elektroenergetskog sustava o plinskoj mreži, a s druge strane omogućuju ublažavanje vršnih cijena plina u trenucima kada nastupi vršni plinski konzum.

Kako bi izračunali ranjivost povezanih sustava i snagu njihovog međeutjecaja, autori u [16] su raspisali metodologiju u kojoj su sve ranjivosti podijelili u dvije grupe: strukturne i funkcionalne ranjivosti. Strukturne ranjivosti računaju se simuliranjem slučajnih ispada i kvantificiraju ih pomoću prosječne recipročne najkraće dužine mreže, a mogu biti od pomoći pri projektiranju ili poboljšanju infrastruktura u dugoročnom razdoblju. S druge strane, funkcionalna ranjivost je primjerenija za kratkoročne analize međeutjecaja, a ovisi o radnom režimu raznih mrežnih elemenata. Autori u [17] pokazali su da korištenje tehnike stabla odlučivanja (engl. *decision tree*) može biti od pomoći dispečerima integriranog elektroenergetskog i plinskog sustava kako bi u slučajevima višestrukih istovremenih ispada u obje mreže mogli preventivnim akcijama vratiti sustav u područje sigurnog djelovanja.

Utjecaj ograničenja u plinskoj mreži na prijenosne kapacitete elektroenergetske mreže, uz zadovoljenje sigurnosnih ograničenja i uzimanja u obzir varijabilnosti opterećenja plinske i elektroenergetske mreže te nepredvidivosti proizvodnje VE, bio je predmet istraživanja autora u [18]. Primjerom su pokazali da je pri procjeni raspoloživih prijenosnih kapaciteta elektroenergetske mreže nužno analizu provesti na integriranom sustavu jer ograničenja u plinskoj mreži mogu preko plinskih termoelektrana utjecati na elektroenergetsku mrežu. Također, autori su dokazali da dodatna injekcija plina iz spremnika može pozitivno djelovati na dostupne prijenosne kapacitete elektroenergetske mreže.

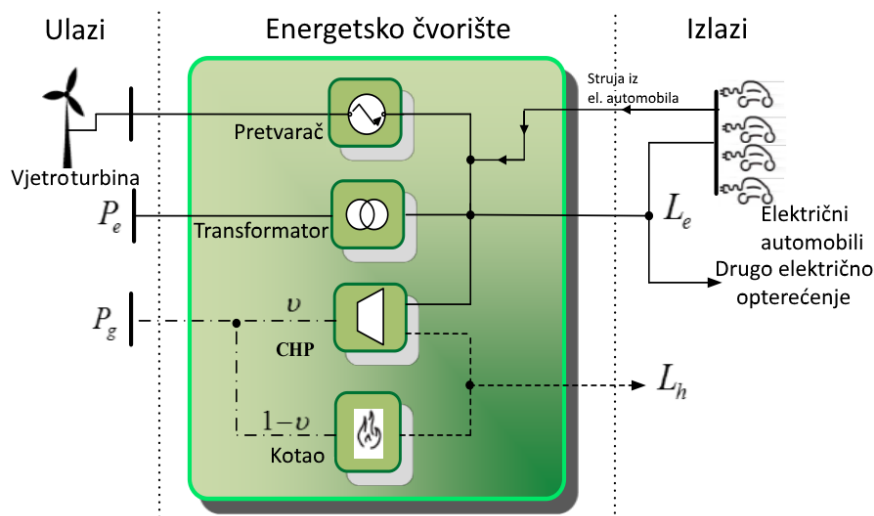
Fluktuirajući OIE, u prvom redu VE kao najzastupljeniji OIE, pored znatnog utjecaja na uravnoteženje elektroenergetske mreže imaju utjecaj i na sigurnost pogona s elektroenergetskom mrežom povezane plinske mreže. Ovo je osobito izraženo ako su plinske elektrane najzastupljeniji tip elektrana koje sudjeluju u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji. Stoga su u [19,20] analizirani utjecaji proizvodnje VE na sigurnost integriranog elektroenergetskog i plinskog sustava. Pri tome je korištena tehnika intervalnog proračuna tokova snaga (u elektroenergetskoj mreži) i intervalnih plinskih tokova (u plinskoj mreži) u stacionarnom stanju. Korištenom tehnikom moguće je odrediti utjecaj proizvodnje postojećih VE na postojeću plinsku mrežu, zatim odrediti potrebne parametre kritičnih dijelova postojeće plinske mreže, kako bi se sigurno integrirala određena instalirana snaga VE u elektroenergetski



sustav ili pak, s druge strane, kako bi se odredila najveća dopuštena snaga VE u elektroenergetskom sustavu da se ne naruši sigurnost pogona integriranog sustava.

Međutim, mreža prirodnog plina i elektroenergetska mreža imaju različite vremenske domene. Plin se u plinovodima prenosi daleko sporije nego električna energija u vodičima. Iz tog razloga su i promjene u električnoj mreži puno brže te je, zanemarujući trenutno dostupne i skupe skladišne kapacitete električne energije (ne uzimajući u obzir CHE), u svakom trenutku potrebno držati sustav u ravnoteži (proizvodnja jednaka opterećenju i tehničkim gubicima). Zbog male brzine plina u plinovodima (u usporedbi sa brzinama elektrona u električnim vodičima) te svojstva stlačivosti prirodnog plina, plinske mreže imaju drugačije odzive na promjenu opterećenja nego elektroenergetske mreže. Tako promjena u opterećenju ne mora biti istovremeno popraćena promjenom u proizvodnji (utiskivanju), nego se ona kompenzira promjenom u akumulaciji plina u cijevi. Akumulacija odnosno spremanje plina u cijevi u stručnoj stranoj literaturi (na engleskom jeziku) naziva se *linepack*. Stoga, korištenje samo stacionarne analize više-energijskog sustava moglo bi dovesti do krivih zaključaka. Autori u [21] uveli su svojstvo brzine i akumulacije plina u cijevi u analizu međutjecaja plinskih i elektroenergetskih mreža, a model su također razvili korištenjem MILP pristupa. Primjerima su analizirali utjecaj ovih dvaju svojstava plinskih mreža na sigurnost napajanja elektroenergetske mreže.

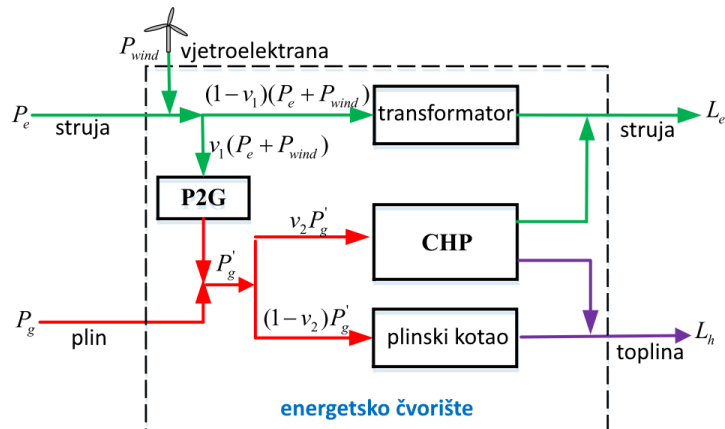
Koristeći metodologiju energetskog čvorišta, kako je prikazano na slici 2.5, u [22] predstavljen je općeniti analitički pristup za procjenu pouzdanosti napajanja u više-energijskim mrežama uz prisutnost VE, kogeneracije te korištenja električnih automobila kao disperziranih spremnika električne energije.



Slika 2.5 Struktura energetskog čvorišta iz [22]

U [23] također je korištena tehnika energetskog čvorišta, prikazano na slici 2.6, za procjenu sigurnosti i pouzdanosti napajanja integriranog sustava elektroenergetske i plinske mreže te su istražene prednosti koje donosi P2G tehnologija. Korištenjem predstavljene tehnike lineariziranja nelinearnih jednadžbi, autori su primjerom pokazali da P2G tehnologija može značajno poboljšati sigurnost napajanja više-energijskog sustava (u slučaju stohastičke proizvodnje VE višak električne energije može se spremati u obliku sintetičkog prirodnog plina i kroz plinsku mrežu prenijeti do krajnjih potrošača, a u slučaju vršnog opterećenja plinske mreže moguće je dodatnu injekciju plina u mrežu osigurati kroz P2G tehnologiju). Osim toga,

tehnologija P2G dovodi i do smanjenja emisija stakleničkih plinova (korištenje sintetičkog plina proizvedenog iz OIE umjesto konvencionalnog prirodnog plina).



Slika 2.6 Energetsko čvorište korišteno u [23]

Autori u [24–27] razvili su i objavili tzv. prvi u svijetu jedinstveni programski paket (nazvan SAInt) koji omogućuje modeliranje i istovremenu analizu elektroenergetske i plinske mreže u samo jednom vremenskom okviru i simulacijskom okruženju, a sve u cilju procjene sigurnosti napajanja u integriranom, više-energijskom sustavu. Međutim, proračuni tokova snaga u elektroenergetskom sustavu i tokova prirodnog plina u plinskom sustavu provode se u dva odvojena modela koji se zatim povezuju preko poveznih jednadžbi. Te povezne jednadžbe odnose se na potrošnju prirodnog plina u plinskim termoelektanama te na potrošnju električne energije u električno-pogonjenim kompresorskim stanicama, terminalima ukapljenog naftnog plina (UNP) i/ili podzemnim skladištima prirodnog plina. Za proračune elektroenergetskih mreža koriste se optimalni tokovi snaga u stacionarnom stanju, dok za proračune plinskih mreža autori koriste tranzijentne proračune kako bi uzeli u obzir vremensku dinamiku promjene tlakova i količinu spremljenog plina u plinovodima. Stoga se proračuni u SAInt-u nazivaju kvazi-stacionarni proračuni.

Modeliranje više-energijskih sustava koristeći elemente samo jedne energetske infrastrukture, npr. koristeći tehniku električne analogije za druge energetske infrastrukture, daje mnoge prednosti o kojima će više biti riječi u poglavlju 2.4.

## 2.2. Optimalno vođenje pogona

U početku istraživanja više-energijskih sustava optimizacijske funkcije cilja najviše su bile orijentirane samo na elektroenergetski sustav (uglavnom kroz minimiziranje troškova proizvodnje električne energije uz uvažavanje ograničenja u plinskoj mreži) [28,29] da bi se s vremenom proširile i na plinski sustav (minimiziranje ukupnih troškova integriranog sustava pri proizvodnji električne i toplinske energije uz uvažavanje ograničenja u oba sustava) [30–35]. Često se kao optimizacijska funkcija cilja koristi najniži trošak integriranog elektroenergetskog i plinskog sustava pri dispečiranju elektrana za dan unaprijed [36–38] uz predviđenu proizvodnju promjenjivih OIE poput VE i SE [39–41]. Optimizacijski problem se dodatno usložnjava ako se u funkciju cilja uključi naknada za emisiju stakleničkih plinova [42].

U radovima su se kao najčešći oblik fizičke veze između ove dvije energetske infrastrukture koristili energetsko čvorište te plinske TE ili kogeneracijske elektrane (CHP). Utjecaj elektroenergetskog na plinski sustav ponajviše se očituje kroz kompresorske stanice

pogonjene električnom energijom [43]. Osim toga, tehnologija pretvaranja električne energije u sintetički prirodni plin (P2G) također se sve više analizira kao moguće rješenje povećane integracije OIE [7,10,40,44–46].

Najčešće korišteni primjeri za validaciju predloženih metoda u radovima su ili mreža sastavljena od jednog (najčešće) ili više međusobno povezanih energetskih čvorišta, ili neki oblik modificirane IEEE elektroenergetske mreže proširene sa stvarnom ili izmišljenom plinskom mrežom. U manjem broju radova optimizacija je provedena na stvarnim elektroenergetskim i plinskim mrežama [28,31,47].

Budući da su tokovi plina u plinovodima određeni nelinearnim izrazima, većina radova rješava nelinearni optimizacijski problem dok, s druge strane, jedan dio njih pojednostavljuje proračun koristeći poznate linearizacijske tehnike.

Tablica 2.1 daje pregled radova koji se bave optimizacijom povezanih elektroenergetskih i plinskih mreža.

Tablica 2.1 Pregled radova koji se bave optimizacijom povezanih elektroenergetskih i plinskih mreža

Rad	Godina	Funkcija cilja	Metoda	Veza između sustava	Korišteni primjer
[28]	2003	Maksimalna proizvodnja plinskih termoelektrana	MILP, NLP	CHP	Belgijska plinska mreža
[48]	2007	Optimalna konfiguracija energetskeg čvorišta uz zadane ulazne i izlazne parametre	MINLP	Energetsko čvorište	Energetsko čvorište
[30]	2007	Minimiziranje operativnih troškova integriranih elektroenergetskih i plinskih mreža	Newton-ova metoda za proračun elektroenergetskih mreža, LP unutarnjih točaka za proračun plinskih mreža	CHP	IEEE-14, Belgijska plinska mreža
[31]	2008	Minimiziranje operativnih troškova integriranih elektroenergetskih i plinskih mreža	NLP	CHP	Elektroenergetska i plinska mreža Velike Britanije
[32–35]	2008	Optimizacija operativnih troškova integriranih elektroenergetskih i plinskih mreža kroz dva pristupa: centralno optimiranje cijelog sustava ili distribuirano optimiranje po dijelovima sustava uz razmjenu podataka	NLP	Energetsko čvorište	Mreža sastavljena od 3 energetska čvorišta
[42]	2011	Minimiziranje troška proizvodnje električne energije i emisija stakleničkih plinova	NLP potpomognuta sa <i>Particle Swarm</i> optimizacijskom metodom	Energetsko čvorište	Energetsko čvorište
[29]	2011	Minimiziranje operativnih troškova elektroenergetske mreže	MINLP, LP	CHP	IEEE-118

<b>Rad</b>	<b>Godina</b>	<b>Funkcija cilja</b>	<b>Metoda</b>	<b>Veza između sustava</b>	<b>Korišteni primjer</b>
[7]	2014	Optimalna veličina i prostorni raspored P2G u slučaju proizvodnje 85% električne energije iz OIE u Njemačkoj	MILP	P2G	Prijenosna elektroenergetska mreža Njemačke
[49]	2014	Najmanji trošak za zadovoljenje energetske potreba uz optimiranje veličine električnog i toplinskog spremnika te horizonta planiranja	MINLP	Energetsko čvorište	Mreža sastavljena od 3 energetska čvorišta
[10]	2015	Maksimiziranje profita P2G postrojenja	MILP	Energetsko čvorište, P2G	Energetsko čvorište, P2G
[44][46]	2015	Minimiziranje troškova proizvodnje električne energije, maksimiziranje koristi zbog povećane integracije OIE	NLP	CCGT, OCGT, P2G, CHP	Prijenosna elektroenergetska i plinska mreža Velike Britanije
[45]	2015	Minimiziranje troškova više-energijskog sustava	NLP	CCGT, P2G	Prijenosna elektroenergetska i plinska mreža Velike Britanije
[39]	2015	Minimiziranje operativnih troškova pri dispečiranju elektrana za dan unaprijed, uzimajući u obzir nepredvidivost proizvodnje VE	MILP	Plinske TE	Jednostavni 6-sabirnički sustav, IEEE-118
[50]	2015	Minimiziranje troškova opskrbe energijom i financijskih rizika u energetsom čvorištu	MILP, teorija odlučivanja u nedostatku informacija	Energetsko čvorište	Energetsko čvorište
[51]	2015	Minimiziranje troškova opskrbe energijom korištenjem različitih uređaja za pretvorbu energije i spremnika	NLP	Energetsko čvorište	8 različitih verzija energetske čvorišta
[36]	2016	Minimiziranje operativnog troška i smanjenje ovisnosti elektroenergetske mreže o opskrbi	MILP	Plinske TE	Jednostavni 6-sabirnički sustav, IEEE-118

Rad	Godina	Funkcija cilja	Metoda	Veza između sustava	Korišteni primjer
		prirodnim plinom upravljanjem potrošnje u slučajevima nerasplošivosti proizvodnih i prijenosnih kapaciteta elektroenergetske mreže			
[52]	2016	Minimiziranje troškova opskrbe energijom upravljanjem potrošnjom odnosno uređajima za pretvorbu energije u pametnim energetske mreže čvorištima	NLP	Energetsko čvorište	Mreža sastavljena od 6 energetske mreže čvorišta
[47]	2016	Minimiziranje troškova proizvodnje električne energije, optimalni tokovi snaga uz ograničenja nametnuta iz plinske mreže i utjecaj elektrifikacije toplinskog sustava	NLP	CHP	Prijenosna elektroenergetska i plinska mreža Velike Britanije
[53]	2016	Minimiziranje troškova za energiju sa i bez uzimanja u obzir gubitaka u prijenosu električne energije	NLP	Energetsko čvorište	Modificirani IEEE-14
[54]	2016	Minimiziranje ukupnih troškova za energiju	NLP	Energetsko čvorište	12 vrsta energetske mreže čvorišta
[55]	2016	Minimiziranje ukupnih troškova za energiju	LP	Energetsko čvorište	Energetsko čvorište
[37]	2016	Minimiziranje ukupnih troškova za energiju	NLP	Plinske TE	IEEE RTS96
[43]	2017	Minimiziranje ukupnih troškova u elektroenergetskoj i plinskoj mreži pri većoj integraciji OIE i uvođenja višesmjernih kompresorskih stanica	MILP, NLP, MINLP	Plinske TE, kompresorske stanice	Prijenosna elektroenergetska i plinska mreža Velike Britanije 2030. godine
[56]	2017	Maksimiziranje profita operatora elektroenergetskog i operatora plinskog sustava kroz minimiziranje ukupnog troška za finalnu energiju	LP	Plinske TE,	Modificirani IEEE-30

<b>Rad</b>	<b>Godina</b>	<b>Funkcija cilja</b>	<b>Metoda</b>	<b>Veza između sustava</b>	<b>Korišteni primjer</b>
[40]	2017	Minimiziranje ukupnih troškova za električnu energiju i prirodni plin	MILP	Plinske TE, P2G	PJM 5 sabirnički elektroenergetski i 7 sabirnički plinski sustav, IEEE 118 sabirnički elektroenergetski sustav nadograđen Belgijskim plinskim sustavom
[38]	2017	Minimiziranje ukupnih troškova proizvodnje električne energije	NLP	Plinske TE	IEEE RTS96
[57]	2017	Minimiziranje ukupnih troškova proizvodnje električne i toplinske energije, te maksimiziranje profita prodajom električne energije u mrežu	MILP	Gorive ćelije	Jednostavni teorijski primjer sastavljen od elektroenergetske i plinske mreže, baterije, fotonaponske ploče, gorive ćelije, plinskog bojlera, spremnika toplinske energije, te električnog i toplinskog tereta
[41]	2018	Minimiziranje ukupnih troškova integriranog energetskeg sustava	MINLP	CCHP	Modificirani IEEE-33 model

### 2.3. Planiranje razvoja

Postojanje više od jednog sustava umreženog energenta (struja, plin, toplina) na nekom području značajno utječe na planiranje razvoja tih energetske sustava pojedinačno. Primjerice, ako na nekom području postoji samo elektroenergetska mreža i dio kupaca za grijanje koristi električnu energiju, a potom se u nekom trenutku na tome području izgradi i mreža prirodnog plina sigurno će dio kupaca električne energije, koji se prethodno grijao na struju, prijeći na sustav grijanja koje kao energent koristi prirodni plin. Time će se smanjiti opterećenje elektroenergetske mreže na tome području, što za posljedicu može imati npr. odgodu ulaganja u razvoj elektroenergetske mreže. Stoga se, prilikom prostornog planiranja razvoja sustava umreženih energenata, mora uzeti u obzir utjecaj drugih energetske sustava koji postoje na tom području, odnosno analiza plana razvoja mora se provesti na više-energijskom sustavu.

Integrirano planiranje razvoja distribucijske elektroenergetske i plinske mreže bilo je predmet istraživanja u [58]. Tradicionalni način planiranja distribucijske elektroenergetske mreže uzima u obzir troškove izgradnje i pojačanja mreže te operativne troškove (gubitke električne energije), dok planiranje distribucijske plinske mreže uzima u obzir samo troškove izgradnje i pojačanja mreže budući da u plinskim mrežama operativne gubitke predstavljaju potrošnja energije pogonskog stroja kompresorskih stanica, a koje se uvijek nalaze u prijenosnim mrežama (potrošnja energije u mjerno-redukcijskim plinskim stanicama u distribucijskoj mreži može se zanemariti). Također, troškovi povezani sa postrojenjima za podzemno skladištenje plina uzimaju se u obzir pri planiranju i vođenju pogona prijenosne plinske mreže. U [58] autori su analizirali elektroenergetsku i plinsku distribucijsku mrežu koje su povezane preko plinskih distribuiranih izvora (malih kogeneracijskih elektrana). U tradicionalnom pristupu, gdje se obje mreže planiraju zasebno, navedeni distribuirani izvor predstavljao bi nezavisnu varijablu u modelu. Kod integriranog pristupa, plinski distribuirani izvor predstavlja zavisnu varijablu u modelu pri čemu je snagu i lokaciju takvog izvora također moguće promatrati kao nezavisnu (unaprijed definiranu) ili zavisnu varijablu (optimalnim proračunom određena snaga i lokacija). Kako ne bi došlo do sukoba interesa, u radu je pretpostavljeno da jedna tvrtka u svom portfelju upravlja sa obje mreže. Rezultat takvog pristupa su niži investicijski i operativni troškovi vođenja takvog više-energijskog sustava.

Optimalni plan razvoja plinske prijenosne mreže (povećanje poprečnog presjeka postojećim plinovodima, izgradnja novih kompresorskih stanica i postrojenja za skladištenje plina, izgradnja novih LNG (engl. *liquefied natural gas*) terminala) i elektroenergetske mreže (povećanje prijenosne moći dalekovoda) bio je predmet istraživanja u [59]. Veza između dva sustava ostvarena je putem plinskih termoelektrana. Razvijeni model, osim što istovremeno minimizira investicijske i operativne troškove elektroenergetske i plinske mreže, također daje optimalne lokacije u mreži za planirane nove elektrane. Točnost modela potvrđena je u analizi potreba za razvojem elektroenergetske i plinske mreže Velike Britanije kako bi se postigao niskouglični energetske sustav. Slično istraživanje na modelu prijenosne elektroenergetske i plinske mreže zapadne Danske [60] potvrdilo je ekonomsku opravdanost provođenja analize na više-energijskom sustavu. U ovom slučaju vezu između sustava čine plinske termoelektrane te P2G postrojenja.

### 2.4. Modeliranje elemenata plinske mreže koristeći električnu analogiju

Koristeći električnu analogiju pri modeliranju elemenata plinske mreže moguće je razviti jedinstveni model za analizu kompleksnih energetske tokova više-energijskog sustava. Navedeni model omogućit će istovremenu analizu elektroenergetskog i plinskog sustava u



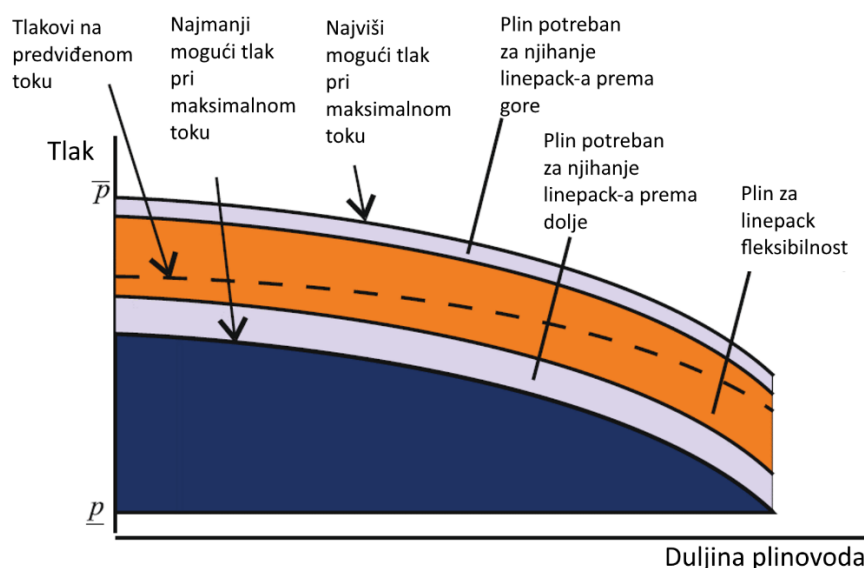
jedinstvenom simulacijskom okruženju te ostvarenje svih prednosti koje donosi analiza više-energijskih mreža.

Prema termodinamici, plinovi su opisani sa tri veličine: tlak, volumen i temperatura. Prirodni plin u plinskim mrežama prenosi se od mjesta proizvodnje ili utiskivanja u sustav do krajnjih potrošača kroz plinovode na temelju razlike tlakova. S druge strane, električna struja prenosi se od mjesta proizvodnje do krajnjih potrošača kroz vodiče na temelju razlike potencijala. Na tom putu plin se zbog trenja plina o stjenke plinovoda, viskoznosti plina te zbog brzine protoka zagrijava i smanjuje mu se tlak. Slično tome, pri prolasku struje kroz vodiče zbog sudaranja slobodnih elektrona s drugim elektronima i jezgrama nastaje toplina i posljedično pad napona. Kako bi se plin odnosno električna energija prenijeli na velike udaljenosti potrebno je na određenim mjestima u mreži instalirati kompresorske odnosno transformatorske stanice koje podižu tlak plina odnosno električni napon. Stoga je u električnoj analogiji tlak plina analogan električnom potencijalu, a volumni tok plina analogan je električnoj struji.

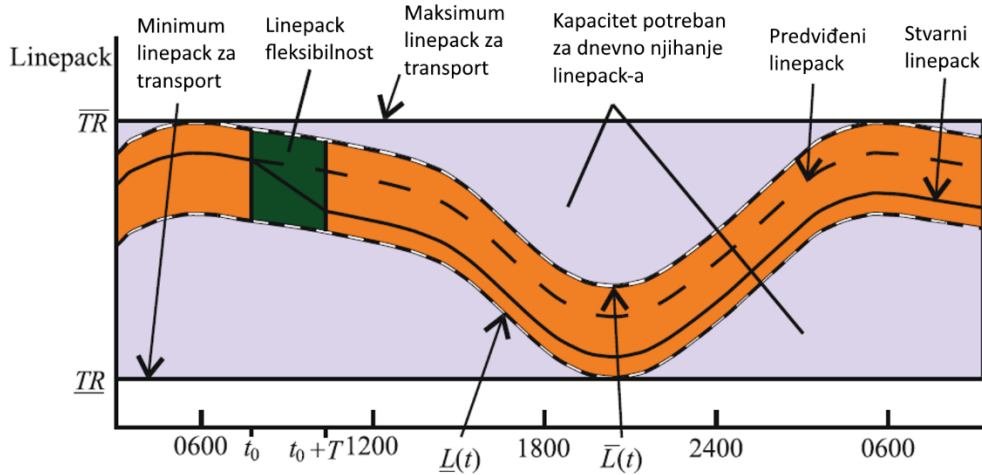
U nastavku će biti detaljnije opisani načini modeliranja glavnih elemenata plinske mreže (plinovod i kompresorska stanica) u električnoj analogiji.

#### 2.4.1. Plinovod

Plinovodi su cjevovodi obično izrađeni od metala ili plastike kroz koje se prenosi plin na temelju razlike tlakova na njegovim krajevima. Kao što je u 2.1 navedeno, plinovodi imaju mogućnost akumulacije plina u cijevi, poznato kao *linepack*, koji se koristi za uravnoteženje dnevnog dijagrama opterećenja plinskih mreža. Upravo zbog *linepack*-a plinske mreže imaju daleko sporiji odziv na promjenu opterećenja nego elektroenergetske mreže. Prema [47] u prijenosnoj mreži Velike Britanije postoji kašnjenje odziva od 2 sata između nepredviđene promjene opterećenja i promjene radnog režima terminala koji utiskuju plin u plinsku mrežu. Kao što kod električnih mreža postoje propisani najmanji i najviši dopušteni naponi u pojedinim točkama mreže tako i kod plinskih mreža postoje određeni minimalni i maksimalni tlakovi plina u pojedinim točkama plinske mreže. Na slici 2.7 prikazana je uobičajena alokacija tlakova u plinovodu, a na slici 2.8 uobičajene dnevne varijacije *linepack*-a.

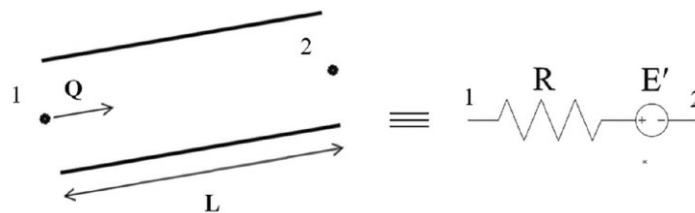


Slika 2.7 Prikaz alokacije tlakova u plinovodu [47]



Slika 2.8 Prikaz uobičajenih dnevnih varijacija linepack-a [47]

U literaturi postoji samo jedan rad koji se bavi modeliranjem plinovoda u električnoj analogiji u stacionarnom stanju (zanemaren utjecaj *linepack*-a) [61]. Kako je na slici 2.9 prikazano, plinovod duljine  $L$  modeliran je koristeći električni otpor  $R$  (predstavlja otpor toku plina u plinovodu) i istosmjerni izvor napona  $E'$  (unosni efekt nagiba plinovoda – potencijalnu energiju). Sa  $Q$  označen je volumni tok plina u plinovodu.



Slika 2.9 Model plinovoda u električnoj analogiji pri stacionarnom toku plina [61]

Prema [61] otpor  $R$  i naponski izvor  $E'$  računamo kao:

$$R = 5,65442 \cdot 10^{-3} \cdot \left( \frac{P_{st}}{T_{st}} \right)^2 \cdot \frac{L \cdot G \cdot T_{avg} \cdot z_{avg} \cdot f \cdot Q_{st}}{\eta^2 \cdot (P_1 + P_2) \cdot D^5} \quad (2.1)$$

gdje je:

- $R$  električni otpor plinovoda ( $\text{Pa} \cdot \text{s}/\text{m}^3$ ),
- $P_{st}$  standardni tlak  $1,01325 \cdot 10^5$  (Pa),
- $T_{st}$  standardna temperatura 288,15 (K),
- $L$  duljina plinovoda (m),
- $G$  specifična gravitacija plina (-),
- $T_{avg}$  prosječna temperatura plinskog toka (K),
- $z_{avg}$  faktor stlačivosti plina (-),
- $f$  Darcy faktor trenja (-),
- $Q_{st}$  volumni tok plina u standardnim uvjetima ( $\text{m}^3/\text{s}$ ),
- $\eta$  faktor efikasnosti (-),
- $P_1$  apsolutni tlak na ulazu u cijev (Pa),

$P_2$  apsolutni tlak na izlazu iz cijevi (Pa),  
 $D$  promjer cijevi (m).

$$E' = \frac{E}{R_1 + P_2} \quad (2.2)$$

gdje je:

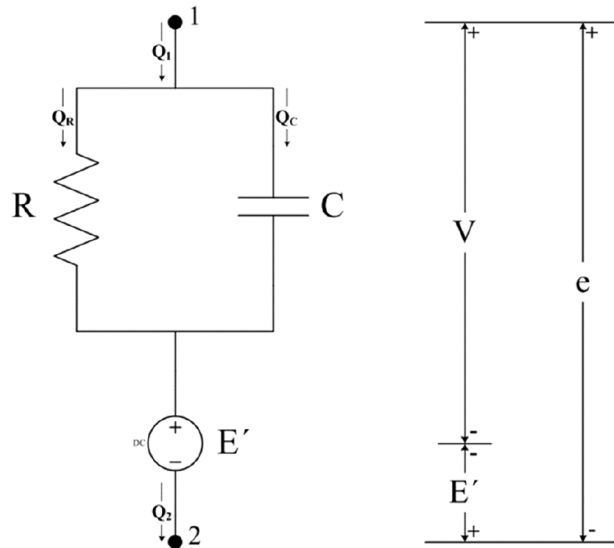
$E'$  električni izvor istosmjernog napona (pad tlaka zbog djelovanja potencijalne energije) (Pa),  
 $E$  potencijalna energija (Pa<sup>2</sup>).

U praksi tokovi plina u plinskim mrežama gotovo nikad nisu stacionarni. Zbog sporog odziva plinske mreže na promjene opterećenja za točnije izračune potrebno je uzeti u obzir prijelazne pojave koje nastaju u plinovodima odnosno mogućnost akumulacije plina u cijevi (*linepack*). Modeli za analizu prijelaznih pojava plinovoda obično se temelje na dvije parcijalno diferencijalne jednačbe: jednačbi neprekidnosti i jednačbi količine gibanja [62,63]. Za rješenje ovakvih jednačbi autori u [62–64] razvili su tranzijentni model plinovoda u električnoj analogiji. Pri tome kapacitivni efekt elektroenergetskih mreža analogan je stlačivosti plina, dok induktivni karakter plinovoda nastaje zbog kinetičke energije plina. Na slici 2.1 prikazan je model dijela plinovoda u električnoj analogiji koji služi za analizu prijelaznih pojava. Induktivni karakter plinovoda koji nastaje neposredno nakon otvaranja i zatvaranja ventila u plinskim mrežama može se zanemariti jer je njegov doprinos zanemariv u odnosu na otpor i kapacitivni karakter plinovoda [62]. Otpor  $R$  i istosmjerni izvor napona  $E'$  određuju se u stacionarnom stanju prema formulama (2.1) i (2.2). Volumni tok plina  $Q_C$  postoji samo u prijelaznim pojavama (pri promjeni *linepack*-a), a pri stacionarnom toku plina jednak je nuli te je ukupan pad tlaka na krajevima cijevi posljedica otpora  $R$ . Po definiciji ( $C = \Delta q / \Delta V$ ), kapacitet  $C$  predstavlja sposobnost plinovoda da uskladišti volumen plina po jediničnoj promjeni razlike napona na svojim krajevima, a računa se kao [64]:

$$C = \frac{CF \cdot V_p \cdot M}{\rho_{st} \cdot z_{avg} \cdot \bar{R} \cdot T_{avg}} \quad (2.3)$$

gdje je:

$CF$  korekcijski faktor (-),  
 $V_p$  volumen plinovoda,  
 $M$  molekularna masa plina (kg/kmol),  
 $\rho_{st}$  standardna gustoća plina (m<sup>3</sup>/s),  
 $z_{avg}$  prosječni faktor stlačivosti plina (-),  
 $\bar{R}$  univerzalna plinska konstanta 8314,41 (J·kmol<sup>-1</sup>·K<sup>-1</sup>),  
 $T_{avg}$  prosječna temperatura plina u plinovodu.



Slika 2.10 Model dijela plinovoda u električnoj analogiji za analizu prijelaznih pojava [64]

Jednadžba koja opisuje distribuciju toka plina u plinovodu glasi [64]:

$$(R \cdot C + \Delta t) \cdot Q_1 - \Delta t \cdot Q_2 = C \cdot (\Delta P^0 - E') \quad (2.4)$$

gdje je:

$\Delta P^0$  razlika tlakova na krajevima plinovoda u prethodnom vremenskom koraku (Pa).

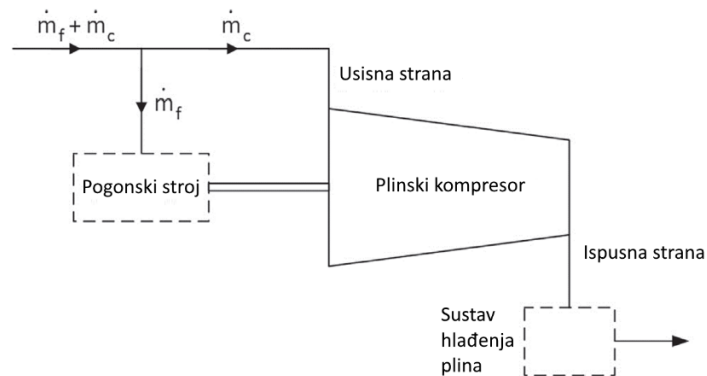
#### 2.4.2. Plinska kompresorska stanica

U elektroenergetskom sustavu električna energija se podiže na viši napon kako bi se mogla prenijeti na velike udaljenosti uz najmanje gubitke, a zatim se napon spušta na naponsku razinu koju zahtijevaju potrošači. Slično tome, kod plinskog sustava tlak plina se podiže u kompresorskim stanicama kako bi se omogućio prijenos na velike udaljenosti, te se potom tlak plina u mjerno-redukcijskim stanicama spušta na razinu koju zahtijevaju plinski potrošači.

Za razliku od plinovoda, do konca 2018. godine, tj. do objave rada [65], nije postojao model plinske kompresorske stanice u električnoj analogiji. Osim toga, u stručnoj literaturi još ne postoji model plinskih mjerno-redukcijskih stanica u električnoj analogiji.

Glavni dijelovi plinske kompresorske stanice su: kompresor, pogonski stroj kompresora te hladnjak komprimiranog plina. Naime, prilikom komprimiranja prirodnog plina raste temperatura plina i samo mali broj proizvođača nudi tzv. izotermalne kompresore tako da plinski kompresori u kompresorskim stanicama uglavnom komprimiraju plin po nekoj vrsti politrope. Idealan slučaj predstavlja reverzibilna izotermalna kompresija. Najčešće korišteni tipovi kompresora u plinskim mrežama su centrifugalni kompresori te kompresori sa pomičnim stapom. Prvi se koriste uglavnom u prijenosnim plinskim mrežama kada je potrebno komprimirati veliku količinu plina na relativno mali omjer tlakova, dok se potonji uglavnom koriste kada je potrebno komprimirati plin pri velikim omjerima ulaznih i izlaznih tlakova (npr. u podzemnim skladištima plina). Za pogon kompresora obično se koristi plin koji se uzima iz plinovoda neposredno prije ulaska plina u kompresor ili se koristi električna energija. Na slici 2.11 prikazana je osnovna shema kompresorske stanice gdje je sa  $i'$  označen maseni tok plina

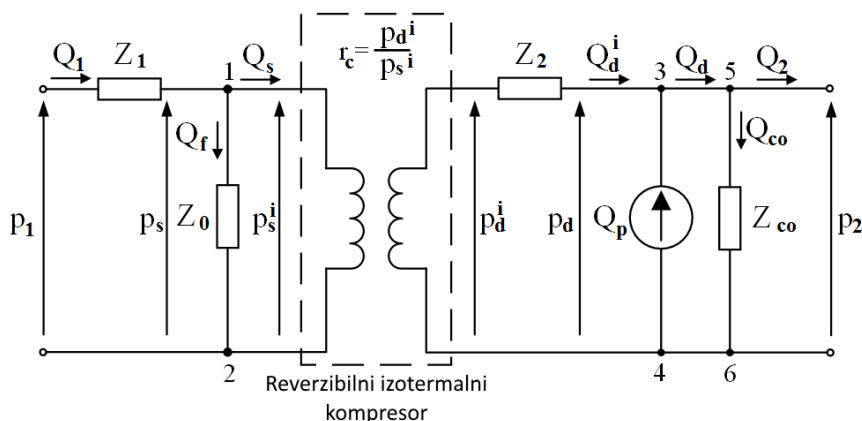
koji koristi pogonski stroj kompresora, a sa  $\dot{m}_c$  označen je preostali maseni tok plina koji se komprimira u kompresoru.



Slika 2.11 Osnovna shema kompresorske stanice

U slučaju idealnog (reverzibilnog izotermalnog) kompresora kompresorska stanica nema sustav hlađenja plina budući da pri kompresiji nema porasta temperature plina. Takav kompresor možemo u električnoj analogiji modelirati idealnim transformatorom [65].

Modeliranje realnog (politropskog) plinskog kompresora u električnoj analogiji je puno složenije nego kod izotermalnog kompresora upravo zbog toga što raste temperatura plina pri kompresiji. Posljedica porasta temperature plina jest porast volumnog toka plina na izlazu iz kompresora (u usporedbi sa izotermalnim kompresorom) pa model realnog transformatora nije dovoljan za modeliranje realnog (politropskog) kompresora. Na slici 2.12 prikazan je model realne (politropske) kompresorske stanice u električnoj analogiji. Impedancija  $Z_0$  predstavlja pogonski stroj kompresora, impedancija  $Z_{co}$  predstavlja sustav hlađenja komprimiranog plina, dok impedancije  $Z_1$  i  $Z_2$  predstavljaju sve otpore na putu plina od ulaza do izlaza iz kompresorske stanice. Strujni izvor  $Q_p$  predstavlja porast volumnog toka plina na izlazu iz kompresora nastalog kao posljedica porasta temperature komprimiranog plina. Slično tome, volumni tok plina  $Q_{co}$  predstavlja smanjenje volumnog toka plina nakon hlađenja. U svakom slučaju, maseni tok plina na ulazu i na izlazu iz kompresora mora biti jednak (zakon očuvanja mase).



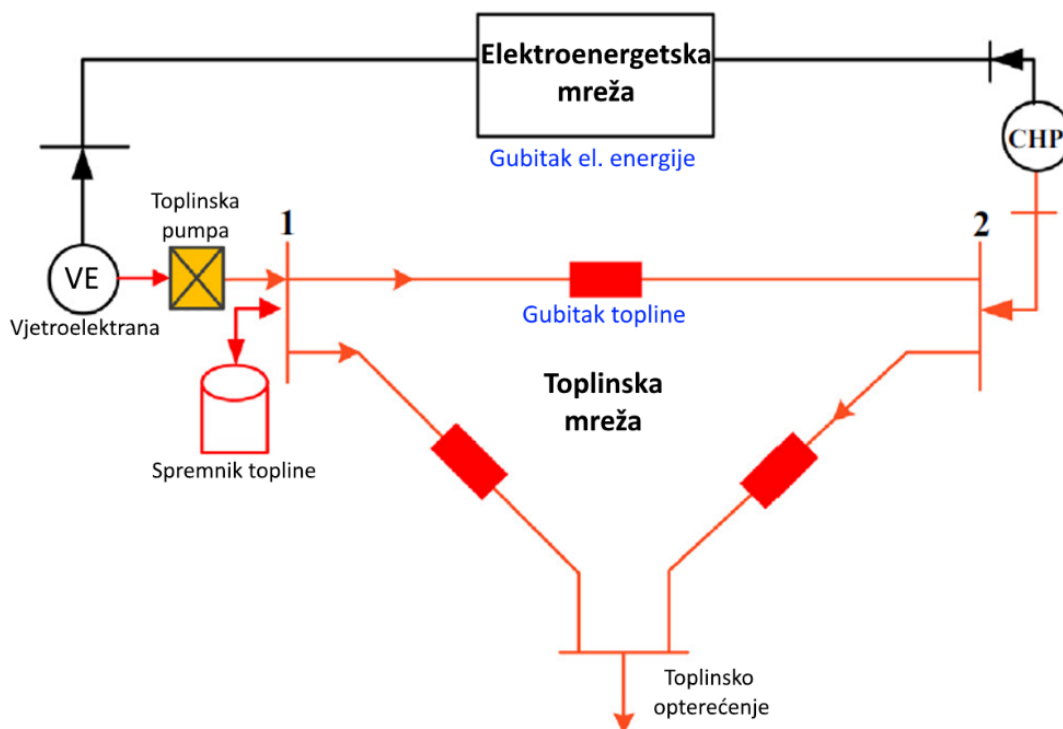
Slika 2.12 Model realne (politropske) kompresorske stanice u električnoj analogiji [65]

### 3. INTEGRIRANA ELEKTROENERGETSKA I TOPLINSKA MREŽA

Osim veze (opisane u prethodnom poglavlju) između elektroenergetske i plinske mreže značajnijom elektrifikacijom energetske potrebe raste povezanost elektroenergetskog sustava i prema drugim sektorima poput prometnog (elektromobilnost) i toplinskog sektora (korištenje električnih toplinskih pumpi (engl. *electric heat pumps*, EHP) ili kogeneracijskih elektrana (CHP)) [66].

#### 3.1. Utjecaj na integraciju OIE u elektroenergetski sustav

Bolju integraciju OIE u elektroenergetski sustav, pored već spomenute sprege plinskog i elektroenergetskog sustava putem plinskih termoelektrana i P2G tehnologije, omogućava i više-energijska mreža sastavljena od toplinske i elektroenergetske mreže. Prvenstveno se povezanosti ovih dviju energetske infrastrukture ogledaju kroz CHP i EHP. Optimizacija integriranog elektroenergetskog i toplinskog sustava u cilju bolje integracije fluktuirajućih OIE bila je predmet istraživanja u [67], shematski prikazano na slici 3.1. EHP mogu pomoći u situacijama kada imamo proizvodnju električne energije iz VE veću od očekivane tako da dio toplinskog konzuma pokrijemo proizvodnjom topline iz električne energije. Na taj način može se izbjeći, u slučaju zagušenja u električnoj mreži, isključenje VE s mreže. U ovom slučaju toplinska mreža služi kao svojevrsni spremnik električne energije. Kako bi se omogućila određena fleksibilnost između proizvodnje i potrošnje toplinske energije, u toplinski sustav instaliran je spremnik topline. Glavni nedostatak spremnika topline je nemogućnost spremanja topline na duži period, tj. karakterizira ga značajan gubitak topline s protokom vremena. Ipak, njegova korisnost kod unutar dnevnih varijacija u opskrbi električnom i toplinskom energijom je višestruka. S druge strane, prijenos topline na veće udaljenosti karakteriziraju veliki gubici. Stoga su u [67,68] istražene optimalne lokacije za smještaj električnih toplinskih pumpi i spremnika topline.



Slika 3.1 Integrirani elektroenergetski i toplinski sustav [67]

U [69–71] također su analizirane mogućnosti bolje integracije OIE u elektroenergetski sustav kroz integraciju sa toplinskim sustavom korištenjem spremnika topline. Glavni nedostatak električnih baterija velikih snaga je taj što pri procesu punjenja i pražnjenja generiraju veliku količinu topline koja obično ostaje neiskorištena što smanjuje stupanj djelovanja baterija. U [70] je prezentirana ideja iskorištavanja otpadne topline iz baterija na način da se ona spremi u toplinske spremnike instalirane u toplinskoj mreži. Navedeno će utjecati na smanjenje proizvodnje toplinske energije iz drugih izvora, a posljedično i na smanjenje emisija stakleničkih plinova. S druge strane, toplinske spremnike moguće je s istim ciljem (povećanje efikasnosti, fleksibilnosti i bolje integracije OIE) instalirati i na druge lokacije u toplinskoj mreži. Instalacija spremnika topline u CHP osim što povećava stupanj djelovanja CHP također omogućava korištenje CHP u svrhu bolje integracije OIE i pokrivanja dnevnog dijagrama opterećenja [69].

### 3.2. Modeliranje elemenata toplinske mreže koristeći električnu analogiju

Električna analogija se sredinom prošlog stoljeća često koristila za rješavanje složenih stacionarnih ili tranzijentnih problema toplinske vodljivosti, ponajprije zbog slabog tehnološkog razvoja računalnih mogućnosti u to vrijeme, te zbog činjenice da su toplinski pokusi previše komplicirani [72]. Koristeći električnu analogiju olakšan je način pronalaska optimalnog pogonskog stanja ili konfiguracije toplinskih mreža, ali je istovremeno stvorena podloga za izradu jedinstvenog modela za istovremenu analizu više-energijskog sustava. Prema istom izvoru, ova dva sustava su u prvom redu analogna zbog toga što je Fourierov zakon provođenja topline analogan Ohmovom zakonu za električne krugove. Sukladno tome, temperatura u toplinskoj mreži analogna je električnom potencijalu u električnoj analogiji, a razlika temperatura analogna je električnom naponu. Nadalje, toplinski tok kao posljedica razlike temperatura analogan je električnoj struji, dok je toplinski otpor analogan električnom otporu. U tablici 3.1 prikazane su analogije između parametara elektroenergetskog i toplinskog sustava. Nova veličina nazvana *entransy* uvedena je u [72] kako bi nadomjestila nedostajući parametar toplinskih mreža koji bi odgovarao potencijalnoj energiji spremljenoj u kondenzatoru. Fizikalno, *entransy* predstavlja toplinsku energiju spremljenu u nekom tijelu prilikom njegovog zagrijavanja (potencijalna toplinska energija) koja daje toplinski tok prema nekom drugom tijelu niže temperature kao posljedicu temperaturne razlike između njih. Uvođenjem veličine *entransy* i njene disipacije dobila se mogućnost izrade optimizacijskog modela prijenosa topline.

Tablica 3.1 Analogija između električnih i toplinskih parametara [72]

Električni naboj u kondenzatoru $Q_{ve}$ [C]	Električna struja $I$ [C]/[s]=[A]	Električni otpor $R_e$ [ $\Omega$ ]	Kapacitet $C_e = Q_{ve} / U_e$ [F]
Toplina spremljena u tijelu $Q_{vh} = M \cdot c_v \cdot T$ [J]	Toplinski tok $\dot{Q}_n$ [J/s]	Toplinski otpor $R_h$ [s·K/J]	Toplinski kapacitet $C_h = Q_{vh} / T$ [J/K]

Električni potencijal $U_e$ [V]	Gustoća električne struje $\dot{c}$ [C/m <sup>2</sup> ·s]	Ohmov zakon $\dot{c} = \frac{dU_e}{dn}$	Električna potencijalna energija u kondenzatoru $E_e = \frac{1}{2} \cdot Q_e \cdot U_e$ [J]
Toplinski potencijal (temperatura) $U_h = T$ [K]	Gustoća toplinskog toka $\dot{c}$ [J/m <sup>2</sup> ·s]	Fourierov zakon $\dot{c} = - \frac{dU_h}{dn}$	Toplinska potencijalna energija u tijelu ( <i>entransy</i> ) $E_{vh} = \frac{1}{2} \cdot Q_{vh} \cdot U_h = \frac{1}{2} \cdot Q_{vh} \cdot T$ [J·K]

### 3.2.1. Izmjenjivač topline

Izmjenjivač topline je osnovni element toplinskih mreža [73]. U njemu topliji fluid predaje toplinu hladnijem fluidu, a sami toplinski tok u funkciji je ulaznih temperatura hladnijeg i toplijeg fluida, toplinskih kapaciteta brzine protoka fluida (umnožak masenog toka i specifičnih toplinskih kapaciteta), ukupnog koeficijenta prijenosa topline, površine izmjenjivača topline te topologije toplinskih tokova u izmjenjivaču topline.

Za jednodimenzionalni prijenos topline omjer razlike temperatura i toplinskog toka predstavlja toplinski otpor, što je u skladu sa Ohmovim zakonom u električnoj analogiji, prikazano na slici 3.2 [74]:

$$R_H = \frac{T_{h,i} - T_{c,i}}{Q} \quad (3.1)$$

gdje je:

- $R_H$  toplinski otpor temeljen na razlici ulaznih temperatura fluida (K/W),
- $T_{h,i}$  temperatura toplijeg fluida na ulazu u izmjenjivač topline (K),
- $T_{c,i}$  temperatura hladnijeg fluida na ulazu u izmjenjivač topline (K),
- $Q$  toplinski tok (W).



Slika 3.2 Model toka energije za jednodimenzionalni prijenos topline [74]

Osim toga, toplinski otpor se uz pomoć disipacije *entransy* može izračunati kao [75]:

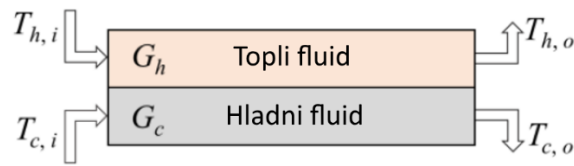
$$R_H = \frac{\phi_{en}}{Q^2} \quad (3.2)$$

gdje je:

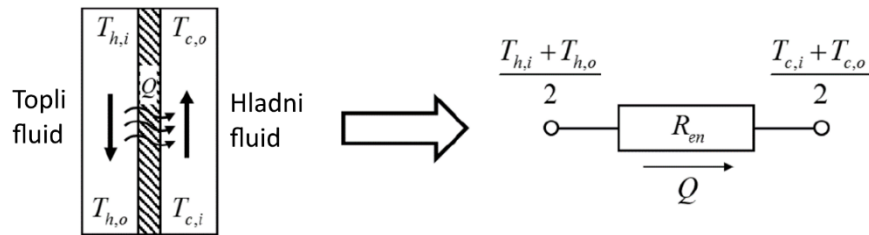
- $\Phi_{en}$  *entransy* disipacija.

Tok fluida kroz izmjenjivač može biti u istom (slika 3.3) ili suprotnom smjeru (slika 3.4), što utječe na izračun toplinskog otpora.





Slika 3.3 Toplinski otpor izmjenjivača topline sa istosmjernim tokovima fluida



Slika 3.4 Toplinski otpor izmjenjivača topline sa tokovima fluida u suprotnim smjerovima

Toplinski otpor izmjenjivača topline sa istosmjernim tokovima fluida računa se kao [74]:

$$R_H = \frac{G_h + G_c}{G_h \cdot G_c \cdot (1 - e^{-a_h - a_c})} \quad (3.3)$$

gdje je:

- $G_h$  toplinska provodljivost toplog fluida (W/K),
- $G_c$  toplinska provodljivost toplog hladnog fluida (W/K).

Koeficijenti  $a_h$  i  $a_c$  računaju se kao [74]:

$$a_h = \frac{K \cdot A}{G_h} \quad (3.4)$$

$$a_c = \frac{K \cdot A}{G_c} \quad (3.5)$$

gdje je:

- $K$  ukupni koeficijent prijenosa topline (W/(m<sup>2</sup>K)),
- $A$  površina (m<sup>2</sup>).

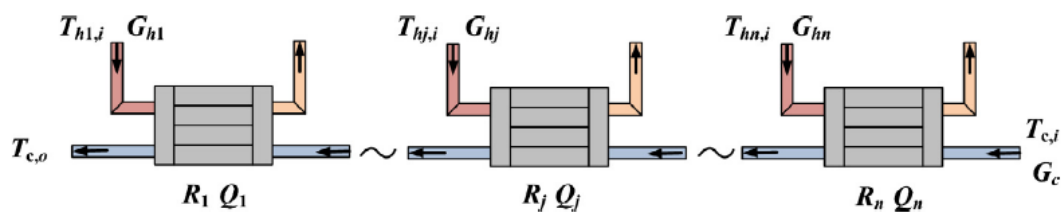
Prema [75] umnožak  $K$  i  $A$  predstavlja toplinsku provodljivost izmjenjivača topline.

Toplinski otpor izmjenjivača topline sa tokovima fluida u suprotnim smjerovima računa se kao [74]:

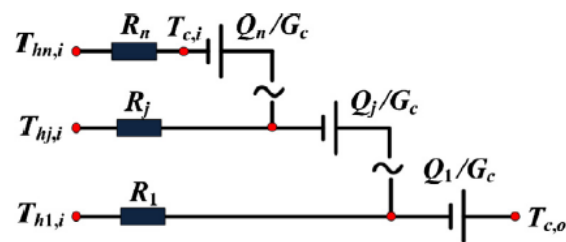
$$R_H = \frac{G_c \cdot e^{a_h} - G_h \cdot e^{a_c}}{G_h \cdot G_c \cdot (e^{a_h} - e^{a_c})} \quad (3.6)$$

Postoje tri osnovna spoja izmjenjivača topline u toplinskim mrežama: serijski, paralelni i više-petljasti spoj.

Kod serijski spojenih izmjenjivača topline hladni (ili topli) fluid prolazi kroz sve izmjenjivače topline i preuzima (predaje) toplinu od toplih (hladnih) fluida koji protječu samo kroz svoj izmjenjivač topline, kako je prikazano na slici 3.5. Sukladno (3.1), razlika ulaznih temperatura fluida u izmjenjivaču topline „protjerat“ će preko toplinskog otpora izmjenjivača toplinski tok  $Q$ . Drugim riječima, preko toplinskog otpora izmjenjivača topline povezane su ulazne temperature toplog i hladnog fluida. Hladni fluid na putu kroz izmjenjivač topline zagrijava se preuzimanjem topline od toplijeg fluida, što u električnoj analogiji predstavlja izvor napona – elektromotornu silu, a računa se kao omjer toplinskog toka  $i$ -tog izmjenjivača topline  $Q_i$  i toplinske provodljivosti hladnijeg fluida  $G_c$ , kako je prikazano na slici 3.6, i naziva se termomotornom silom.

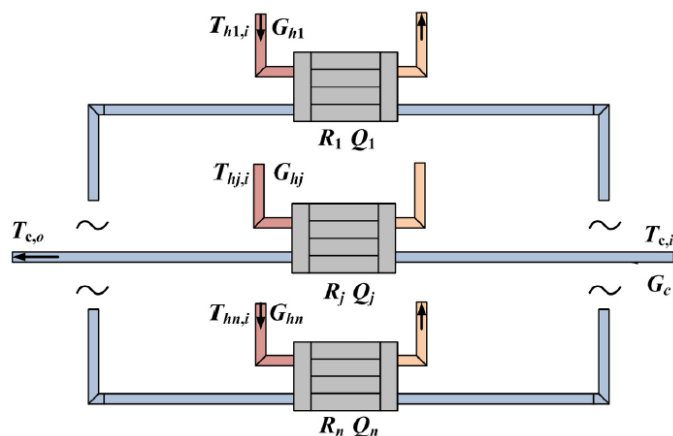


Slika 3.5 Serijski spoj izmjenjivača topline [74]

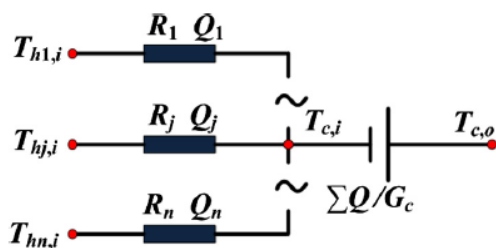


Slika 3.6 Ekvivalentna shema serijski spojenih izmjenjivača topline u električnoj analogiji [74]

Kod paralelnog spoja izmjenjivača topline, prikazan na slici 3.7, hladni (ili topli) fluid sa toplinskom provodljivošću  $G_c$  ( $G_h$ ) dijeli se na  $n$  dijelova i u izmjenjivačima topline apsorbira (predaje) toplinu od  $n$  toplijih (hladnijih) fluida koji imaju različite ulazne temperature i toplinske provodljivosti  $G_h$  ( $G_c$ ), nakon čega se miješaju kako bi postigli konačnu izlaznu temperaturu hladnijeg (toplijeg) fluida  $T_{c,o}$  ( $T_{h,o}$ ). Na slici 3.8 prikazana je ekvivalentna shema paralelnog spoja izmjenjivača topline u električnoj analogiji. Kako se sa slike može vidjeti, termomotorna sila u ovom slučaju računa se kao omjer ukupnog toplinskog toka prema ukupnoj toplinskoj provodljivosti hladnog (toplog) fluida.

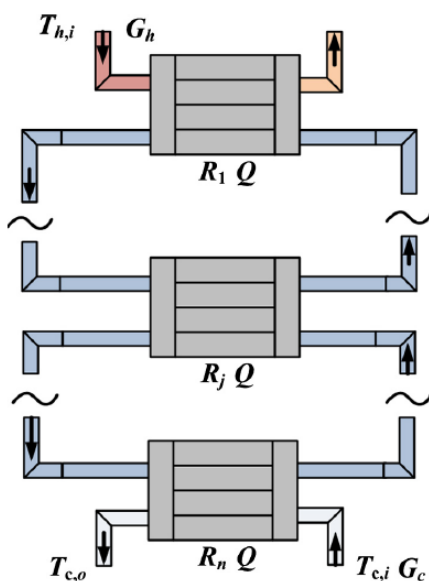


Slika 3.7 Paralelni spoj izmjenjivača topline [74]

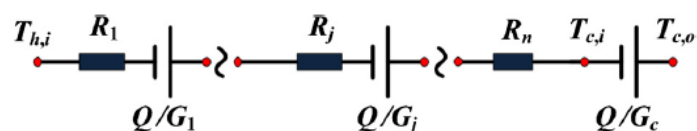


Slika 3.8 Ekvivalentna shema paralelno spojenih izmjenjivača topline u električnoj analogiji [74]

Više-petljasti spoj izmjenjivača topline, prikazan na slici 3.9, sastoji se od  $(n-1)$  međupetlji i  $n$  izmjenjivača topline. Toplina  $Q$  prenesena kroz svaki izmjenjivač topline u ovom spoju je ista, a termomotorne sile između izmjenjivača topline se zbrajaju i računaju kao omjer toplinskog toka  $Q$  i pripadajuće toplinske provodljivosti  $G$ , kako je prikazano na slici 3.10.



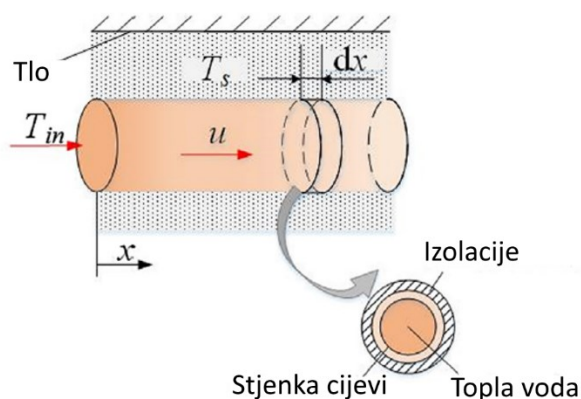
Slika 3.9 Više-petljasti spoj izmjenjivača topline [74]



Slika 3.10 Ekvivalentna shema više-petljasto spojenih izmjenjivača topline u električnoj analogiji [74]

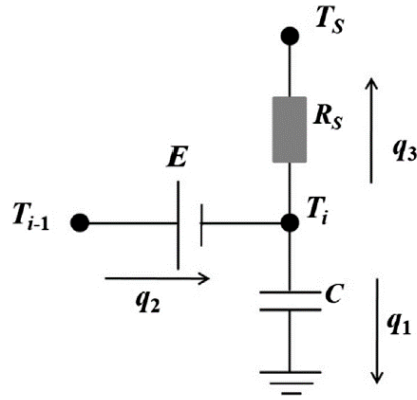
### 3.2.2. Toplovod

Primjenom termo-električne analogije za analizu toplinskih procesa, na način analogan analizi električnih mreža, eliminirana je potreba za pomoćnim varijablama te je istovremeno ostvarena mogućnost određivanja optimalnog pogona za integrirane toplinske i elektroenergetske sustave [76]. Prema istom izvoru, toplinska energija sadržana u toploj vodi ekvivalentna je električnom kapacitetu, toplinski tok koji je nastao kao posljedica protoka fluida ekvivalentan je električnoj struji između dva čvora, dok je prijenos topline između fluida i okolnog tla ekvivalentan protoku struje kroz električni otpor. Na slici 3.11 prikazana je skica toplovoda ukopanog u tlo.

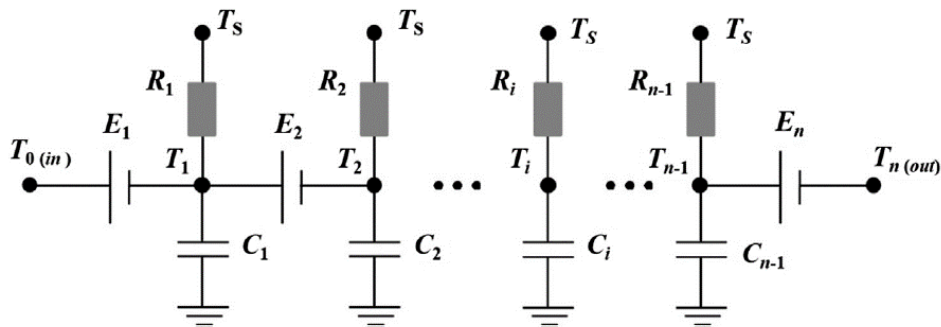


Slika 3.11 Grafički prikaz toplovoda ukopanog u tlo [76]

Na slici 3.12 prikazana je nadomjesna shema infinitezimalnog obujma toplovoda u električnoj analogiji, dok je na slici 3.13 prikazan serijski spoj svih infinitezimalnih obujma toplovoda čime je modeliran tranzijentni prijenos topline i akumulacija topline u cijeloj dužini toplovoda. U osnovnoj nadomjesnoj shemi toplina teče u tri smjera:  $q_1$  predstavlja toplinu spremljenu u čvoru  $i$ ,  $q_2$  predstavlja toplinski tok između čvorova  $(i-1, j)$  i  $(i, j)$ , dok  $q_3$  predstavlja gubitak topline prema okolnom tlu. Bitno je napomenuti da  $i$  označava prostorni čvor dok  $j$  označava vremenski čvor.



Slika 3.12 Osnovna nadomjesna shema infinitezimalnog obujma toplovoda [76]



Slika 3.13 Spoj svih nadomjesnih shema infinitezimalnog obujma toplovoda u dužini cijelog toplovoda [76]

Međutim, ovako izvedene nadomjesne sheme nisu pogodne za brz i efikasan proračun toplinskih mreža. Nadomjesne sheme toplovoda prikazane na prethodne dvije slike imaju sličnu strukturu kao mreže za analizu elektromagnetskih tranzijentnih pojava za čije rješenje se koristi Nortonov nadomjesni strujni krug. Osnovno načelo rješavanja takvog nadomjesnog strujnog kruga jest izraziti neku fizikalnu veličinu preko matrične jednadžbe prošlih vrijednosti iste te veličine.

Ako sa  $\Phi$  označimo nadtemperaturu fluida (razlika u odnosu na temperaturu tla) matrična jednadžba čvora  $(i,j+1)$  glasi [76]:

$$\Phi_{i,j+1} = \frac{1}{1+a\tau} \cdot [\Phi_{i,j} \quad \Phi_{i,j}] \cdot \begin{bmatrix} 1/R_1 \\ 1/R_2 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

gdje je:

- $\tau$  vrijeme (s),
- $a$  konstanta,
- $R_1, R_2$  toplinski otpori.

Konstanta  $a$  računa se kao [76]:

$$a = \frac{k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot A \cdot c_p} \quad (3.8)$$

gdje je:

- $k$  koeficijent prijenosa topline između vode i okolnog tla,
- $D$  promjer toplovoda (m),
- $\rho$  gustoća (kg/m<sup>3</sup>),
- $A$  poprečni presjek toplovoda (m<sup>2</sup>)
- $c_p$  specifični toplinski kapacitet vode pri konstantnom tlaku (J/K).

Toplinski otpori  $R_1$  i  $R_2$  računaju se kao:

$$R_1 = \frac{1}{r} \quad (3.9)$$

$$R_2 = \frac{1}{1-r} \quad (3.10)$$

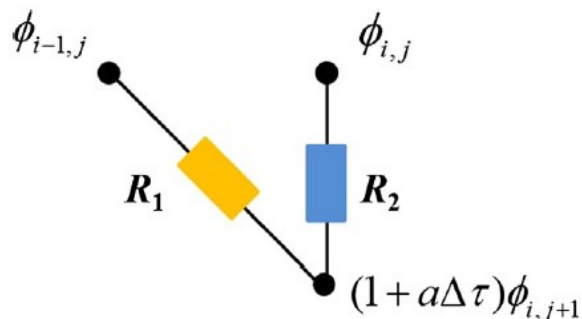
gdje je  $r$ :

$$r = v_w \cdot \frac{\square}{\square} \quad (3.11)$$

gdje je:

- $v_w$  horizontalna brzina fluida (m/s),
- $x$  prostorna udaljenost (m).

Na slici 3.14 prikazan je nadomjesni strujni krug za infinitezimalni obujam, a na slici 3.15 za cijeli toplovod u električnoj analogiji.



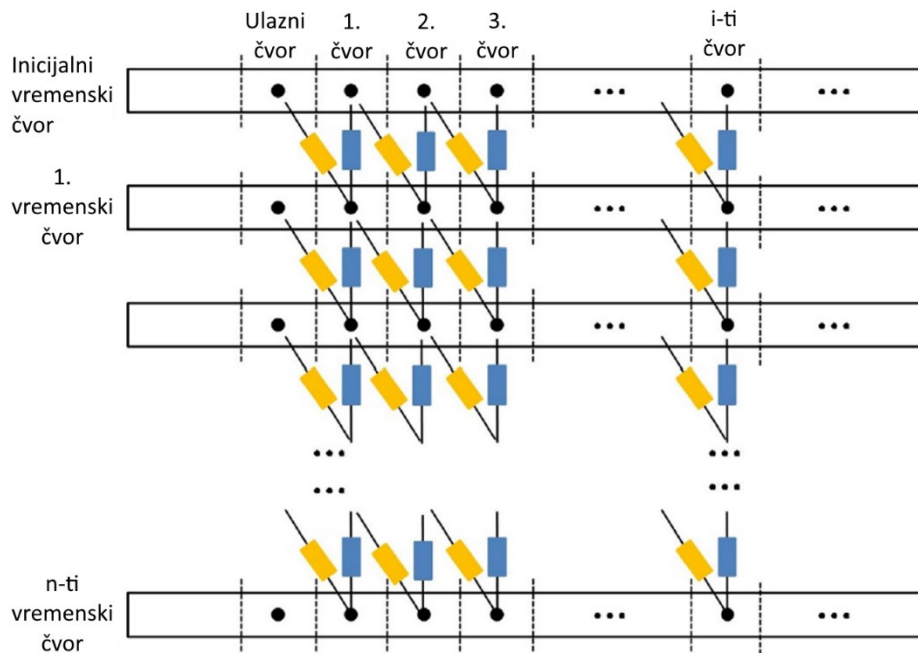
Slika 3.14 Nadomjesni strujni krug za čvor  $(i, j+1)$  [76]

Kada je broj vremenskih čvorova  $n$  manji od broja prostornih čvorova  $m$  izlazna nadtemperatura računa se kao [76]:

$$\Phi_{m,n} = \left( \frac{1}{1+a \square} \right)^n \cdot \begin{bmatrix} \Phi_{m-n,0} \\ \dots \\ \Phi_{i,0} \\ \dots \\ \Phi_{m,0} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} C_n^n \cdot r^n \\ \dots \\ C_n^{m-i} \cdot r^{m-i} \cdot (1-r)^{n-m+i} \\ \dots \\ C_n^0 \cdot (1-r)^n \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

odnosno kada je  $n \geq m$  [76]:

$$\Phi_{m,n} = \begin{bmatrix} \Phi_{0,n-m} \\ \dots \\ \Phi_{0,j} \\ \dots \\ \Phi_{0,0} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} (1+a\tau)^{-1} \dots \frac{n}{n} \cdot r^m \\ \dots \\ (1+a\tau)^{-1} \dots C_{n-1-j}^{m-1} \cdot r^m \cdot (1-r)^{n-m-j} \\ \dots \\ (1+a\tau)^{-1} \dots \frac{1}{1} \cdot r^m \cdot (1-r)^{n-m} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Phi_{1,0} \\ \dots \\ \Phi_{i,0} \\ \dots \\ \Phi_{m,0} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} (1+a\tau)^{-1} \dots r^{-1} \cdot r^{m-1} \cdot (1-r)^{n-m+1} \\ \dots \\ (1+a\tau)^{-1} \dots r^{-i} \cdot r^{m-i} \cdot (1-r)^{n-m+i} \\ \dots \\ (1+a\tau)^{-1} \dots (1-r)^n \end{bmatrix} \quad (3.13)$$



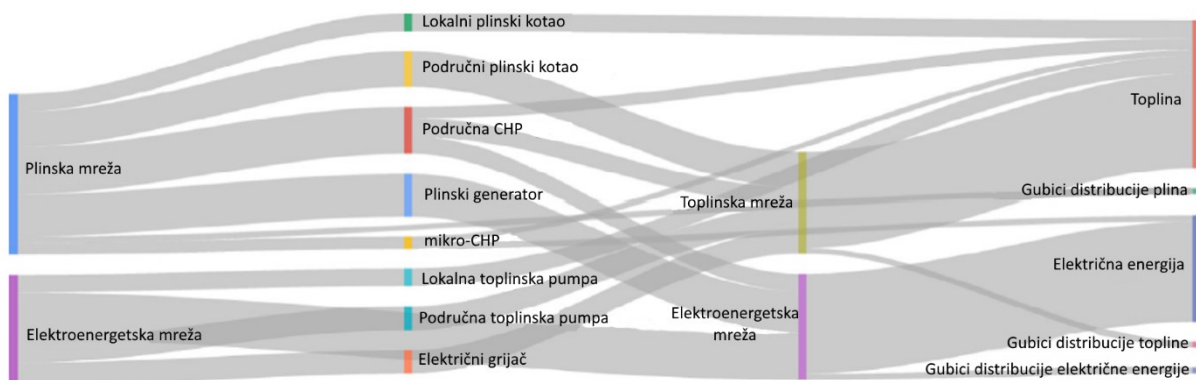
Slika 3.15 Ekvivalentni toplinski krug cijelog toplovoda [76]

Zanimljivo svojstvo toplinskih mreža je kašnjenje odziva na izlazne temperature uslijed promjene ulazne temperature vode. Za cijev dužine 20 km, unutarnjeg promjera 0,5 m odnosno 0,525 m vanjskog promjera, pri brzini vode od 1 m/s, te temperaturama tla (0 °C), početne temperature vode (30 °C) i ulazne temperature vode (90 °C) u [76] izračunato je vremensko zatezanje između ulaznih i izlaznih temperatura u iznosu od 300 minuta (u ovom vremenu izlazna temperatura ostaje ne promijenjena uslijed promjene ulazne temperature). U vremenu od 300 do 380 minuta izlazna temperatura raste kako bi dostigla ulaznu temperaturu (umanjenu za 1 °C gubitaka), a tek nakon 380 minuta (vremensko zatezanje) od promjene temperature vode na ulazu u toplovod izlazna temperatura prati promjenu ulazne temperature.

## 4. INTEGRIRANA ELEKTROENERGETSKA, PLINSKA I TOPLINSKA MREŽA

Analize provedene na više-energijskim sustavima otkrivaju mnoga tehnička ograničenja i međuovisnosti integriranih sustava koje nisu vidljive ako se sustavi promatraju odvojeno, ali istovremeno daju i brojne prednosti koje donose integrirani energetske sustavi. Neke od njih su: mogućnost značajnije integracije OIE, manji operativni troškovi, povećanje pouzdanosti, povećanje energetske učinkovitosti (npr. korištenje CHP i CCHP nasuprot zasebne proizvodnje električne i toplinske energije) ali i lakše postizanje onoga čemu teži čitav svijet – smanjenje emisija štetnih plinova iz energetskeg sustava.

Među najvažnije više-energijske mreže ubrajaju se one koje međusobno povezuju elektroenergetsku, plinsku i toplinsku mrežu. Najznačajniju vezu između sva tri nabrojana energetska oblika predstavljaju kogeneracijske elektrane (CHP) koje energiju prirodnog plina pretvaraju u električnu i toplinsku. Značajniju vezu na razini područja predstavljaju električne toplinske pumpe i električni bojleri [77]. Na sljedećoj slici shematski su prikazani energetske tokovi jednog više-energijskog sustava na razini područja gdje su vizualno predočene veze i snage tih veza. Bitno je napomenuti da u korištenom primjeru (kampus Sveučilišta u Manchester-u) postoji elektroenergetska i plinska mreža. Jedan dio zgrada unutar kampusa ima područno grijanje na temelju područnih plinskih bojlera, dok drugi dio zgrada toplinske potrebe zadovoljava pretvorbom električne energije ili energije prirodnog plina u toplinsku energiju na lokaciji zgrade ( $\mu$ CHP, električna grijalica, plinski bojler, lokalna toplinska pumpa).



Slika 4.1 Shematski prikaz energetske tokove elektroenergetske, plinske i toplinske mreže na razini područja [77]

Autori u [77] modelirali su veze između elektroenergetske, plinske i toplinske mreže koristeći matrice efikasnosti pretvaračkih tehnologija kojima su povezali potrebu za finalnim oblicima energije sa mrežnim energetske tokovima, uz uzimanje u obzir mrežne topologije. Zahvaljujući fleksibilnosti i mogućnostima razvijenog integriranog modela moguće je napraviti holističku više-energijsku analizu integriranih energetske sektora i mreža. S druge strane, autori u [78] su koristili Newton-Raphson metodu za analizu stacionarnih energetske tokove integriranog elektroenergetske, plinske i toplinske mreže sustava.

Za razliku od [77,78] gdje je težište bilo na izgradnji integriranog modela, za analizu energetske tokove više-energijske sustava, autori u [79] predstavili su heuristički optimizacijski model takvog sustava koristeći modificirani predavanje-učenje bazirani

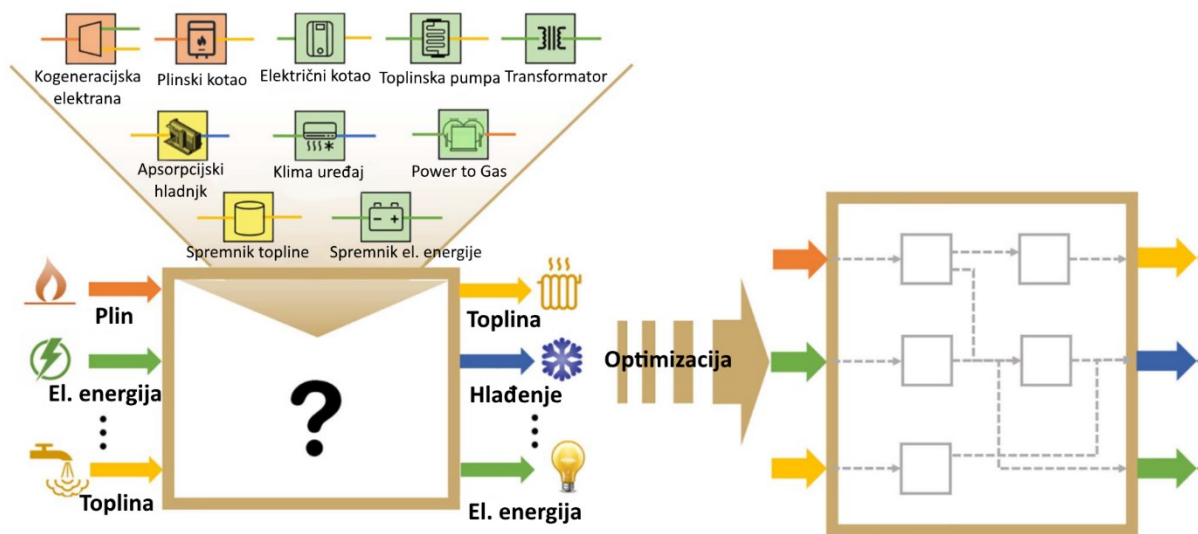


optimizacijski algoritam koji u usporedbi sa drugim dobro poznatim konvencionalnim algoritmima ne zahtijeva nikakve dodatne optimizacijske parametre.

Utjecaj cijena energenata na zajedničko tržište integrirane plinske, toplinske i elektroenergetske mreže bio je predmet istraživanja u [80] gdje su autori predstavili višestrani tržišni model integriranog sustava.

Analiza više-energijskih sustava danas se u najvećoj mjeri provodi korištenjem modela energetskih čvorišta, bilo da je riječ primjerice o modeliranju i/ili optimizaciji rada [2,3,81–86], analizi pouzdanosti [87,88], analizi efikasnosti [89] više-energijskog sustava ili optimizaciji samog energetskog čvorišta [90–94]. U tablici 4.1 prikazana je klasifikacija energetskih čvorišta u značajnijim znanstvenim radovima koji povezuju elektroenergetsku, plinsku i toplinsku mrežu. Na slikama 4.3 - 4.5 grafički su prikazane korištene pretvaračke tehnologije, ulazi i izlazi iz energetskih čvorišta citiranih u tablici 4.1.

Iako gotovo svi znanstveni radovi počivaju na unaprijed zadanoj strukturi energetskog čvorišta, ili barem na većem dijelu poznatih komponenti i veza od kojih je sastavljen, autori u [95] su na temelju teorije grafova predstavili metodu za optimalnu konfiguraciju energetskog čvorišta počevši iz nule. Drugim riječima, samo na temelju predviđenih cijena energenata i energetskih potreba, predloženi model odabire optimalnu konfiguraciju energetskog čvorišta. Optimalna konfiguracija znači takav odabir pretvaračkih tehnologija i njihove topologije unutar energetskog čvorišta koji će minimizirati ukupni trošak (zbrojeni trošak investicije i pogona). Grafički je na sljedećoj slici prikazan problem optimalne konfiguracije energetskog čvorišta.



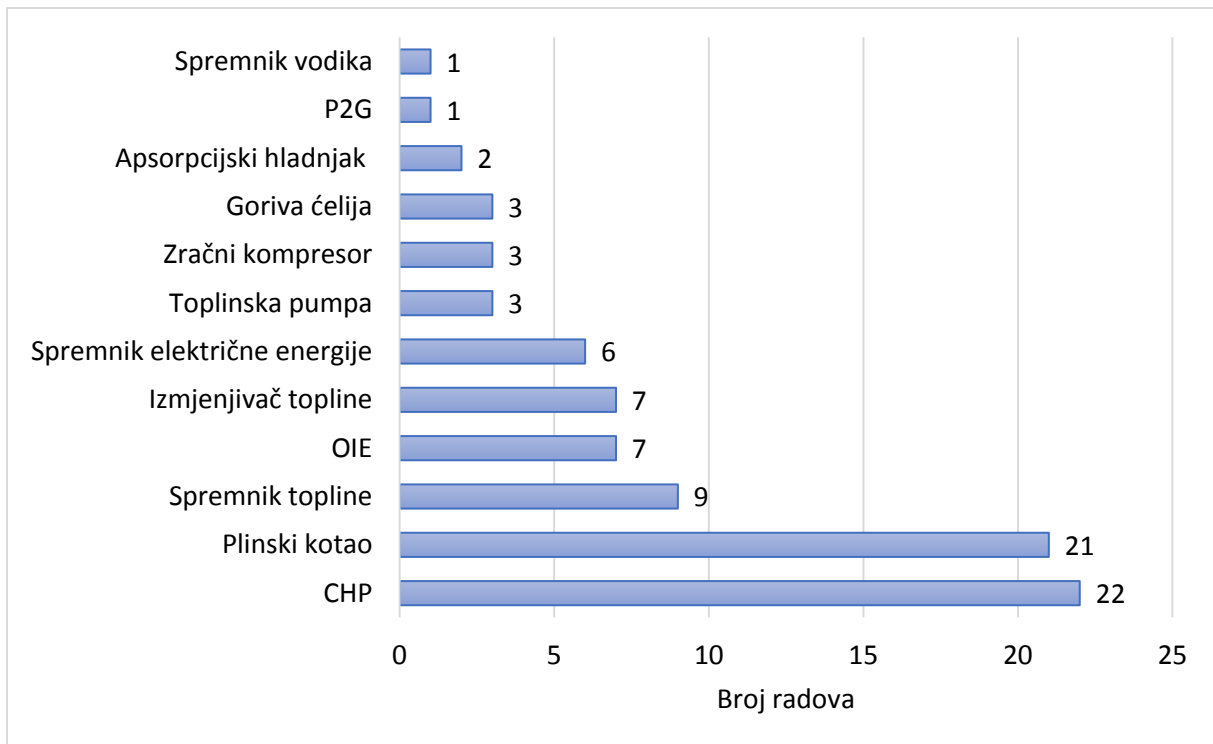
Slika 4.2 Optimalna konfiguracija energetskog čvorišta [95]

Tablica 4.1 Klasifikacija energetske čvorišta u literaturi

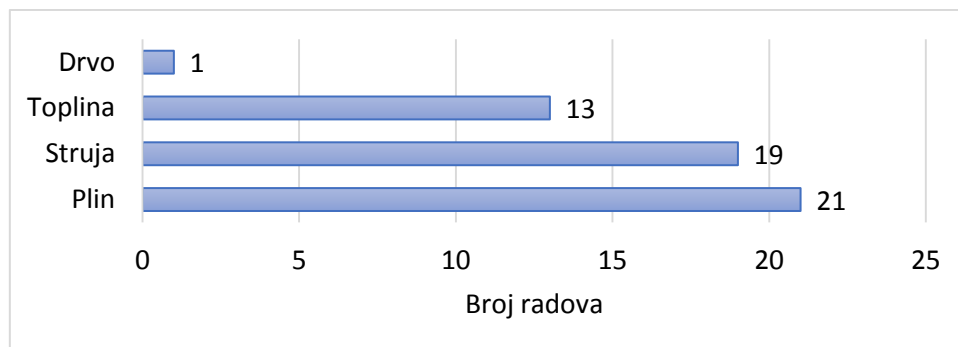
Rad	Godina	Ulaz*	CHP	OIE	Plinski kotao	Izmjenjivač topline	Spremnik topline	Spremnik električne energije	Toplinska pumpa	Zračni kompresor	Goriva ćelija	Apsorpcijski hladnjak	P2G	Spremnik vodika	Izlaz*
[2,3]	2005	S, P, T	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[81]	2005	S, P, T	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	DA	NE	NE	NE	NE	S, T, Z
[82]	2006	S, P, T	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	DA	NE	NE	NE	NE	S, T, Z
[83]	2007	S, P, T	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[96]	2007	S, P, T	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	DA	NE	NE	NE	S, T, V
[97]	2008	S, P	DA	DA	DA	DA	DA	NE	NE	NE	DA	DA	NE	NE	S, H, T
[98]	2009	P	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[88]	2009	S, P, T	DA	NE	DA	NE	NE	NE	DA	NE	NE	NE	DA	NE	S, P, T
[89]	2010	P	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[99]	2010	P	DA	NE	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[90]	2012	S, P	DA	NE	DA	NE	DA	NE	NE	NE	DA	NE	DA	DA	S, T, V
[84]	2013	S, P, T	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[85]	2015	S, P, T	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[100]	2015	S, D, T	DA	DA	DA	NE	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[86]	2015	S, P, T	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T

Rad	Godina	Ulaz*	CHP	OIE	Plinski kotao	Izmjenjivač topline	Spremnik topline	Spremnik električne energije	Toplinska pumpa	Zračni kompresor	Goriva ćelija	Apsorpcijski hladnjak	P2G	Spremnik vodika	Izlaz*
[101]	2015	S, P	DA	NE	DA	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, P, T
[91]	2016	S, P, T	DA	NE	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, T
[102]	2016	S, P, T	DA	DA	DA	DA	NE	NE	DA	NE	NE	NE	NE	NE	S, P, T
[92]	2017	S, P, T	DA	NE	DA	DA	NE	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	S, T, H, Z
[103]	2017	S, P	DA	DA	DA	DA	DA	DA	NE	NE	NE	DA	NE	NE	S, T, H
[104]	2017	S, P	DA	DA	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, P, T
[93]	2017	S, P, T	DA	DA	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, P, T
[94]	2017	S, P	DA	DA	DA	NE	DA	DA	NE	NE	NE	NE	NE	NE	S, P, T

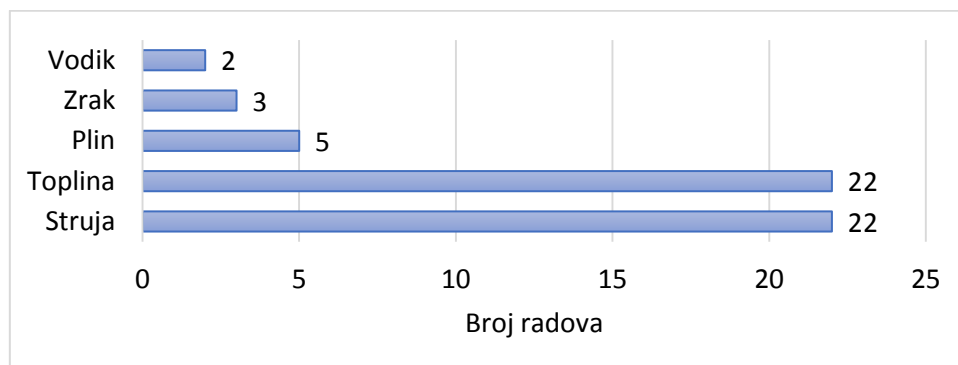
\* S-struja, P-plin, T-toplina, Z-stlačeni zrak, V-vodik, H-hlađenje, D-drvo



*Slika 4.3 Pretvaračke tehnologije korištene u energetskim čvorištima u citiranoj literaturi*



*Slika 4.4 Ulazi u energetsko čvorište u citiranoj literaturi*



*Slika 4.5 Izlazi iz energetskih čvorišta u citiranoj literaturi*

## 5. ZAKLJUČAK

Više-energijski sustav (engl. *multi-energy system*, MES) predstavlja energetska sustav sastavljen od dva ili više međusobno povezanih (integriranih) energetska sustava. Elektroenergetski sustav zbog svog značaja i rasprostranjenosti najčešće čini jedan od tih povezanih sustava. Drugi sustav obično su ili plinski ili toplinski sustav, a čest slučaj je više-energijski sustav sastavljen od sva tri spomenuta energetska sustava.

Analize provedene na više-energijskim sustavima imaju mnoge prednosti koje se ne mogu postići analiziranjem energetska sustava zasebno. Neke od tih prednosti su povećanje tehničke, ekonomske i okolišne učinkovitosti, bilo u operativnom vođenju sustava bilo u procesu planiranja razvoja sustava.

Najznačajnije veze između elektroenergetske i plinske mreže predstavljaju plinske termoelektre (ovisnost elektroenergetske mreže o plinskoj mreži), te plinske kompresorske stanice pogonjene električnom energijom (ovisnost plinske mreže o elektroenergetskoj mreži). Plinske kogeneracijske elektrane također predstavljaju vezu između ove dvije infrastrukture budući da se iz plina proizvodi električna i toplinska energija. Ove veze će u budućnosti biti sve izraženije budući da se za uravnoteženje sustava, zbog fluktuirajućeg rada VE i SE, u svijetu sve više grade plinske termoelektre. Navedeno utječe na analizu sigurnosti napajanja, optimalno vođenje pogona, te planiranje razvoja energetska sustava. Za elektroenergetski sustav to znači da će se pri analizi sigurnosti napajanja kupaca električne energije morati u obzir uzeti stanje tj. raspoloživost plinske mreže kod plinskih termoelektrana koje nemaju mogućnost korištenja drugog pogonskog goriva. S druge strane, pri analizi sigurnosti napajanja plinske mreže morat će se uzeti u obzir raspoloživost elektroenergetske mreže u onim kompresorskim stanicama u kojima je pogon kompresora moguć samo na električnu energiju. Planiranje razvoja nekog energetska sustava na nekom području također mora uzeti u obzir postojanje drugih mrežnih energetska infrastruktura, tj. analiza mora biti provedena na više-energijskom sustavu.

Međutim, više-energijske mreže mogu pomoći u rješavanju problema s kojim se suočavaju tradicionalne (zasebne) energetska mreže poput uravnoteženja sustava te sigurnosti i pouzdanosti napajanja. Primjerice, problem sa uravnoteženjem elektroenergetska sustava može se riješiti povezivanjem sa plinskim sustavom kroz *power-to-gas* (P2G) tehnologiju u kojoj se višak električne energije pretvara u sintetički prirodni plin, a zatim se u trenutcima kada je proizvodnja manja od očekivane ona može nadomjestiti pretvaranjem tog sintetičkog prirodnog plina nazad u električnu energiju putem plinskih termoelektrana. Najveće izazove ovoj tehnologiji trenutno predstavlja efikasnost i s tim u vezi ekonomska opravdanost izgradnje, međutim u svijetu već postoje ovakva komercijalna postrojenja (poput onog u Austriji, Burgenland). Osim plinske mreže, pomoć uravnoteženju elektroenergetska sustava može pružiti i toplinska mreža u kojoj se manjak električne energije može nadomjestiti povećanom proizvodnjom kogeneracijskih elektrana, a višak električne energije može se putem toplinskih pumpi na efikasan način pretvoriti u toplinsku energiju. Fleksibilnost vođenja takvog više-energijska sustava može se postići instaliranjem toplinskih spremnika u toplinskim mrežama.

Za analizu više-energijska sustava potrebni su modeli koji imaju mogućnost istovremenog proračuna svih uključenih energetska sustava. Dosadašnja istraživanja uglavnom su modelirala energetska sustave odvojeno koristeći odabranu metodu programiranja (linearno, nelinearno, cjelobrojno, mješovito i sl.), te ih zatim međusobno povezivala koristeći povezne jednadžbe (poput potrošnje plina u plinskim termoelektranama i sl.). Takav pristup obično zahtjeva iterativni proračun. Ukoliko bi se razvio jedinstveni model više-energijska sustava zasnovan na električnoj analogiji proračun više-energijska sustava bio bi jednostavniji

i brži (bez potrebe za iterativnim proračunom), te bi na jedinstven način istražio snage međusobnog utjecaja povezanih energetskih sustava.

U literaturi postoji model plinovoda u električnoj analogiji u stacionarnom i u prijelaznom (tranzijentnom) stanju. Budući da se transport plina u plinovodima odvija puno manjim brzinama od prijenosa električne energije, te zbog svojstva akumulacije plina u cijevi tzv. *linepack*, potonji se koristi pri kratkoročnim analizama u kojima se uzimaju satne varijacije u prijenosnoj mreži plina. S druge strane, stacionarni modeli su primjereniji za dugoročne analize poput dugoročnih planova razvoja.

Doktorand je zajedno sa svojim mentorima predstavio model druge najvažnije komponente plinskih mreža u električnoj analogiji, kompresorskih stanica. Za potpuno modeliranje plinske mreže u električnoj analogiji još nedostaje model mjerno-redukcijskih stanica u kojima se tlak plina iz prijenosne mreže spušta na razinu koju zahtijevaju potrošači u distribucijskoj mreži. P2G tehnologija u električnoj mreži predstavlja potrošača, dok u plinskoj mreži ona predstavlja izvor. Budući da više-energijski sustav obuhvaća obje energetske infrastrukture potrebno je definirati model P2G tehnologije u električnoj analogiji.

Za dvije najvažnije komponente toplinskih mreža (toplovod i izmjenjivač topline) također postoje modeli u električnoj analogiji. Kogeneracijske elektrane predstavljaju izvor i električne i toplinske energije, dok u plinskoj mreži one predstavljaju potrošača (ukoliko je pogon kogeneracijske elektrane na prirodni plin). Slično tome, toplinske pumpe predstavljaju potrošača električne energije (u elektroenergetskoj mreži) i izvor toplinske energije (u toplinskoj mreži). Za uspostavljanje jedinstvenog modela više-energijskog sustava potrebno je još definirati modele kogeneracijskih elektrana i toplinskih pumpi u električnoj analogiji.

## LITERATURA

- [1] Mancarella, P.: “MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models”, *Energy*, Vol. 65, pp. 1–17, 2014.
- [2] Geidl, M.; G. Andersson: “A modeling and optimization approach for multiple energy carrier power flow”, *Power Tech, 2005 IEEE Russ.*, pp. 1–7, 2005.
- [3] Geidl, M.; G. Andersson: “Operational and topological optimization of multi-carrier energy systems”, *2005 Int. Conf. Futur. Power Syst.*, No. C, pp. 6 pp.-6, 2005.
- [4] Geidl, M. et al.: “Energy hubs for the future”, *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 5, No. 1, pp. 24–30, 2007.
- [5] Geidl, M. et al.: “The Energy Hub – A Powerful Concept for Future Energy Systems”, *Third Annu. Carnegie Mellon Conf. Electr. Ind.*, No. March, 2007.
- [6] “Enerdata EnerOutlook 2018”.
- [7] Jentsch, M. et al.: “Optimal use of Power-to-Gas energy storage systems in an 85% renewable energy scenario”, *Energy Procedia*, Vol. 46, pp. 254–261, 2014.
- [8] Parra, D. et al.: “An integrated techno-economic and life cycle environmental assessment of power-to-gas systems”, *Appl. Energy*, Vol. 193, pp. 440–454, 2017.
- [9] Robinius, M. et al.: “Power-to-Gas: Electrolyzers as an alternative to network expansion – An example from a distribution system operator”, *Appl. Energy*, Vol. 210, No. October 2017, pp. 182–197, 2018.
- [10] Bucher, M.A. et al.: “Modeling and economic evaluation of Power2Gas technology using energy hub concept”, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, Vol. 2015–Septe, pp. 0–4, 2015.
- [11] Hibbard, P.J.; T. Schatzki: “The Interdependence of Electricity and Natural Gas: Current Factors and Future Prospects”, *Electr. J.*, Vol. 25, No. 4, pp. 6–17, 2012.
- [12] Shahidehpour, M. et al.: “Impact of Natural Gas Infrastructure on Electric Power Systems”, *Proc. IEEE*, Vol. 93, No. 5, pp. 1042–1056, 2005.
- [13] Urbina, M.; Z. Li: “A Combined Model for Analyzing the Interdependency of Electrical and Gas Systems”, *39th North Am. Power Symp.*, pp. 468–472, 2007.
- [14] Urbina, M.; Z. Li: “Modeling and analyzing the impact of interdependency between natural gas and electricity infrastructures”, *2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, pp. 1–6, 2008.
- [15] Li, T. et al.: “Interdependency of natural gas network and power system security”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 23, No. 4, pp. 1817–1824, 2008.
- [16] Ouyang, M. et al.: “A methodological approach to analyze vulnerability of interdependent infrastructures”, *Simul. Model. Pract. Theory*, Vol. 17, No. 5, pp. 817–828, 2009.
- [17] Costa, D.C.L. et al.: “Decision tree-based security dispatch application in integrated electric power and natural-gas networks”, *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 141, pp. 442–449, 2016.
- [18] Wei, Z. et al.: “Probabilistic available transfer capability calculation considering static security constraints and uncertainties of electricity-gas integrated energy systems”, *Appl. Energy*, Vol. 167, pp. 305–316, 2016.

- [19] Qiao, Z. et al.: “Unified Power Flow Analysis in Natural Gas and Electricity Coupled Networks Considering the Uncertainty of Wind Power”, *Energy Procedia*, Vol. 103, No. April, pp. 322–327, 2016.
- [20] Qiao, Z. et al.: “An interval gas flow analysis in natural gas and electricity coupled networks considering the uncertainty of wind power”, *Appl. Energy*, Vol. 201, pp. 343–353, 2017.
- [21] Correa-Posada, C.M.; P. Sanchez-Martin: “Integrated Power and Natural Gas Model for Energy Adequacy in Short-Term Operation”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 30, No. 6, 2015.
- [22] Moeini-Aghaie, M. et al.: “Generalized Analytical Approach to Assess Reliability of Renewable-Based Energy Hubs”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, No. 1, pp. 368–377, 2017.
- [23] Chen, S. et al.: “Multi-linear probabilistic energy flow analysis of integrated electrical and natural-gas systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, No. 3, pp. 1970–1979, 2017.
- [24] Erdener, B.C. et al.: “An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 61, No. October 2014, pp. 410–420, 2014.
- [25] Pambour, K. et al.: “Development of a Simulation Framework for Analyzing Security of Supply in Integrated Gas and Electric Power Systems”, *Appl. Sci.*, Vol. 7, No. 1, pp. 47, 2017.
- [26] Pambour, K.A. et al.: “SAInt – A novel quasi-dynamic model for assessing security of supply in coupled gas and electricity transmission networks”, *Appl. Energy*, Vol. 203, No. October, pp. 829–857, 2017.
- [27] Pambour, K.A.: “Modelling, simulation and analysis of security of supply scenarios in integrated gas and electricity transmission networks”, doktorska disertacija, University of Groningen, 2018.
- [28] Munoz, J. et al.: “Natural gas network modeling for power systems reliability studies”, 2003 IEEE Bol. Power Tech Conf. Proceedings, Vol. 4, pp. 20–27, 2003.
- [29] Liu, C. et al.: “Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow”, *Chaos*, Vol. 21, No. 2, 2011.
- [30] Unsihuay, C. et al.: “Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow”, 2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., pp. 1–7, 2007.
- [31] Chaudry, M. et al.: “Multi-time period combined gas and electricity network optimisation”, *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 78, No. 7, pp. 1265–1279, 2008.
- [32] Arnold, M. et al.: “Distributed control applied to combined electricity and natural gas infrastructures”, 2008 1st Int. Conf. Infrastruct. Syst. Serv. Build. Networks a Bright. Futur. INFRA 2008, No. December, 2008.
- [33] Arnold, M. et al.: “Model-based predictive control applied to multi-carrier energy systems”, 2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., No. August, pp. 1–8, 2009.
- [34] Arnold, M. et al.: “Distributed Predictive Control for Energy Hub Coordination in Coupled Electricity and Gas Networks”, *Intell. Infrastructures*, No. November, pp. 235–273, Dordrecht, 2010.
- [35] Arnold, M. et al.: “Multi-area predictive control for combined electricity and natural gas



- systems”, 2009 Eur. Control Conf., Vol. 19, pp. 1408–1413, Budapest, Hungary, 2009.
- [36] Zhang, X. et al.: “Hourly Electricity Demand Response in the Stochastic Day-Ahead Scheduling of Coordinated Electricity and Natural Gas Networks”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 31, No. 1, pp. 592–601, 2016.
- [37] Zlotnik, A. et al.: “Control policies for operational coordination of electric power and natural gas transmission systems”, 2016 Am. Control Conf., pp. 7478–7483, 2016.
- [38] Zlotnik, A. et al.: “Coordinated Scheduling for Interdependent Electric Power and Natural Gas Infrastructures”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, No. 1, pp. 600–610, 2017.
- [39] Alabdulwahab, A. et al.: “Coordination of Interdependent Natural Gas and Electricity Infrastructures for Firming the Variability of Wind Energy in Stochastic Day-Ahead Scheduling”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Vol. 6, No. 2, pp. 606–615, 2015.
- [40] Li, G. et al.: “Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process”, *Appl. Energy*, Vol. 194, pp. 696–704, 2017.
- [41] Jiang, Y. et al.: “Coordinated operation of gas-electricity integrated distribution system with multi-CCHP and distributed renewable energy sources”, *Appl. Energy*, Vol. 211, No. October 2017, pp. 237–248, 2018.
- [42] Krause, T. et al.: “Modeling interconnected national energy systems using an energy hub approach”, 2011 IEEE Trondheim PowerTech, pp. 1–7, 2011.
- [43] Ameli, H. et al.: “Value of gas network infrastructure flexibility in supporting cost effective operation of power systems”, *Appl. Energy*, Vol. 202, pp. 571–580, 2017.
- [44] Clegg, S.; P. Mancarella: “Integrated Modeling and Assessment of the Operational Impact of Power-to-Gas (P2G) on Electrical and Gas Transmission Networks”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Vol. 6, No. 4, pp. 1234–1244, 2015.
- [45] Qadrdan, M. et al.: “Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain”, *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 40, No. 17, pp. 5763–5775, 2015.
- [46] Clegg, S.; P. Mancarella: “Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 10, No. 3, pp. 566–575, 2016.
- [47] Clegg, S.; P. Mancarella: “Integrated Electrical and Gas Network Flexibility Assessment in Low-Carbon Multi-Energy Systems”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2016.
- [48] Geidl, M.; G. Andersson: “Optimal coupling of energy infrastructures”, 2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc., pp. 1398–1403, 2007.
- [49] Adamek, F. et al.: “On decisive storage parameters for minimizing energy supply costs in multicarrier energy systems”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Vol. 5, No. 1, pp. 102–109, 2014.
- [50] Soroudi, A.; A. Keane: “Risk Averse Energy Hub Management Considering Plug-in Electric Vehicles Using Information Gap Decision Theory”, *Power Syst.*, Vol. 89, No. December 2014, pp. 107–127, Singapore, 2015.
- [51] Barmayoon, M.H. et al.: “An Investigation on the role of energy storage usage in residential energy hubs”, *ICEE 2015 - Proc. 23rd Iran. Conf. Electr. Eng.*, Vol. 10, No. September, pp. 1636–1641, 2015.

- [52] Bahrami, S.; A. Sheikhi: “From Demand Response in Smart Grid Toward Integrated Demand Response in Smart Energy Hub”, *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 7, No. 2, pp. 650–658, 2016.
- [53] Derafshi Beigvand, S. et al.: “Optimal operation of multicarrier energy systems using Time Varying Acceleration Coefficient Gravitational Search Algorithm”, *Energy*, Vol. 114, pp. 253–265, 2016.
- [54] Barmayoon, M.H. et al.: “Energy storage in renewable-based residential energy hubs”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 10, No. 13, pp. 3127–3134, 2016.
- [55] Najafi, A. et al.: “Medium-term energy hub management subject to electricity price and wind uncertainty”, *Appl. Energy*, Vol. 168, No. April, pp. 418–433, 2016.
- [56] Zheng, J.H. et al.: “Coordinated scheduling strategy to optimize conflicting benefits for daily operation of integrated electricity and gas networks”, *Appl. Energy*, Vol. 192, pp. 370–381, 2017.
- [57] Majidi, M. et al.: “Optimal stochastic short-term thermal and electrical operation of fuel cell/photovoltaic/battery/grid hybrid energy system in the presence of demand response program”, *Energy Convers. Manag.*, Vol. 144, No. May, pp. 132–142, 2017.
- [58] Saldarriaga, C.A. et al.: “A holistic approach for planning natural gas and electricity distribution networks”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, No. 4, pp. 4052–4063, 2013.
- [59] Chaudry, M. et al.: “Combined gas and electricity network expansion planning”, *Appl. Energy*, Vol. 113, pp. 1171–1187, 2014.
- [60] Zeng, Q. et al.: “A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system”, *Appl. Energy*, Vol. 200, pp. 192–203, 2017.
- [61] Taherinejad, M. et al.: “Steady Flow Analysis and Modeling of the Gas Distribution Network using the Electrical Analogy”, *IJE Trans. B*, Vol. 27, No. 8, pp. 1269–1276, 2014.
- [62] Tao, W.Q.; H.C. Ti: “Transient analysis of gas pipeline network”, *Chem. Eng. J.*, Vol. 69, No. 1, pp. 47–52, 1998.
- [63] Ke, S.L.; H.C. Ti: “Transient analysis of isothermal gas flow in pipeline network”, *Chem. Eng. J.*, Vol. 76, No. 2, pp. 169–177, 2000.
- [64] Taherinejad, M. et al.: “Dynamic simulation of gas pipeline networks with electrical analogy”, *J. Brazilian Soc. Mech. Sci. Eng.*, Vol. 39, No. 11, pp. 4431–4441, 2017.
- [65] Vidović, D. et al.: “Steady state analysis and modeling of the gas compressor station using the electrical analogy”, *Energy*, Vol. 166, pp. 307–317, 2019.
- [66] Mancarella, P. et al.: “Modelling of integrated multi-energy systems: Drivers, requirements, and opportunities”, *19th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2016*, No. June, 2016.
- [67] Li, J. et al.: “Optimal operation of the integrated electrical and heating systems to accommodate the intermittent renewable sources”, *Appl. Energy*, Vol. 167, No. May 2016, pp. 244–254, 2016.
- [68] Gou, X. et al.: “Optimal planning of capacities and distribution of electric heater and heat storage for reduction of wind power curtailment in power systems”, *Energy*, Vol. 160, pp. 763–773, 2018.
- [69] Hu, K. et al.: “Phase-change heat storage installation in combined heat and power plants

- for integration of renewable energy sources into power system”, *Energy*, Vol. 124, pp. 640–651, 2017.
- [70] Chen, Q.; T. Zhao: “Heat recovery and storage installation in large-scale battery systems for effective integration of renewable energy sources into power systems”, *Appl. Therm. Eng.*, Vol. 122, pp. 194–203, 2017.
- [71] Li, Z. et al.: “Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Vol. 7, No. 1, pp. 12–22, 2016.
- [72] Guo, Z.Y. et al.: “Entransy-A physical quantity describing heat transfer ability”, *Int. J. Heat Mass Transf.*, Vol. 50, No. 13–14, pp. 2545–2556, 2007.
- [73] Chen, Q. et al.: “Electrical circuit analogy for heat transfer analysis and optimization in heat exchanger networks”, *Appl. Energy*, Vol. 139, pp. 81–92, 2015.
- [74] Chen, Q. et al.: “An alternative energy flow model for analysis and optimization of heat transfer systems”, *Int. J. Heat Mass Transf.*, Vol. 108, pp. 712–720, 2017.
- [75] Hao, J.H. et al.: “A General Thermal Resistance With Correction Factor for Heat Exchanger Design and Analysis Based on Power”, *Proc. 16th Int. Heat Transf. Conf.*, No. August, pp. 1–8, 2018.
- [76] Hao, L. et al.: “A thermal-electrical analogy transient model of district heating pipelines for integrated analysis of thermal and power systems”, *Appl. Therm. Eng.*, Vol. 139, No. November 2017, pp. 213–221, 2018.
- [77] Liu, X.; P. Mancarella: “Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems”, *Appl. Energy*, Vol. 167, 2016.
- [78] Shabanpour-Haghighi, A.; A.R. Seifi: “An integrated steady-state operation assessment of electrical, natural gas, and district heating networks”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 31, No. 5, pp. 3636–3647, 2016.
- [79] Shabanpour-haghighi, A.; A.R. Seifi: “Simultaneous integrated optimal energy flow of electricity, gas, and heat”, *ENERGY Convers. Manag.*, Vol. 101, pp. 579–591, 2015.
- [80] Chen, Y. et al.: “A multi-lateral trading model for coupled gas-heat-power energy networks”, *Appl. Energy*, Vol. 200, pp. 180–191, 2017.
- [81] Geidl, M.; G. Andersson: “Optimal power dispatch and conversion in systems with multiple energy carriers”, *Power Syst. Comput. Conf.*, No. July, pp. 22–26, 2005.
- [82] Geidl, M.; G. Andersson: “Operational and structural optimization of multi-carrier energy systems”, *Eur. Trans. Electr. Power*, Vol. 16, No. 5, pp. 463–477, 2006.
- [83] Geidl, M.; G. Andersson: “Optimal power flow of multiple energy carriers”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 1, pp. 145–155, 2007.
- [84] Moeini-aghtaie, M. et al.: “A Decomposed Solution to Multiple-Energy Carriers Optimal Power Flow”, pp. 1–10, 2013.
- [85] Maroufmashat, A. et al.: “Modeling and optimization of a network of energy hubs to improve economic and emission considerations”, *Energy*, Vol. 93, pp. 2546–2558, 2015.
- [86] Shabanpour-Haghighi, A.; A.R. Seifi: “Multi-objective operation management of a multi-carrier energy system”, *Energy*, Vol. 88, pp. 430–442, 2015.
- [87] Koeppel, G.; G. Andersson: “The influence of combined power, gas, and thermal

- networks on the reliability of supply”, Sixth World Energy Syst. Conf., pp. 646–651, Torino, Italy, 2006.
- [88] Koepfel, G.; G. Andersson: “Reliability modeling of multi-carrier energy systems”, *Energy*, Vol. 34, No. 3, pp. 235–244, 2009.
- [89] Krause, T. et al.: “Maximizing exergy efficiency in multi-carrier energy systems”, *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, No. August, 2010.
- [90] Parisio, A. et al.: “A robust optimization approach to energy hub management”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 42, No. 1, pp. 98–104, 2012.
- [91] Arnone, D. et al.: “Energy management of multi-carrier smart buildings for integrating local renewable energy systems”, *2016 IEEE Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl.*, Vol. 5, pp. 845–850, 2016.
- [92] Beigvand, S.D. et al.: “A general model for energy hub economic dispatch”, *Appl. Energy*, Vol. 190, pp. 1090–1111, 2017.
- [93] Vahid-Pakdel, M.J. et al.: “Stochastic optimization of energy hub operation with consideration of thermal energy market and demand response”, *Energy Convers. Manag.*, Vol. 145, No. May, pp. 117–128, 2017.
- [94] Nojavan, S. et al.: “Optimal scheduling of heating and power hubs under economic and environment issues in the presence of peak load management”, *Energy Convers. Manag.*, Vol. 156, No. November 2017, pp. 34–44, 2018.
- [95] Wang, Y. et al.: “Mixed-integer linear programming-based optimal configuration planning for energy hub : Starting from scratch”, *Appl. Energy*, No. July, pp. 1–10, 2017.
- [96] Hemmes, K. et al.: “Towards multi-source multi-product energy systems”, *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 32, No. 10–11, pp. 1332–1338, 2007.
- [97] Arnold, M. et al.: “Distributed Control Applied to Multi-Energy Generation Portfolios”, 2008.
- [98] Kienzle, F.; G. Andersson: “Valuing Investments in Multi-Energy Generation Plants under Uncertainty : A Real Options Analysis by”, *10th IAEE Eur. Conf.*, Vienna, 2009.
- [99] Kienzle, F.; G. Andersson: “Location-dependent valuation of energy hubs with storage in multi-carrier energy systems”, *2010 7th Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM 2010*, No. October 2015, 2010.
- [100] Orehounig, K. et al.: “Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach”, *Appl. Energy*, Vol. 154, 2015.
- [101] Neyestani, N. et al.: “Stochastic Modeling of Multienergy Carriers Dependencies in Smart Local Networks with Distributed Energy Resources”, *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 6, No. 4, pp. 1748–1762, 2015.
- [102] Shariatkhah, M.H. et al.: “Adequacy modeling and evaluation of multi-carrier energy systems to supply energy services from different infrastructures”, *Energy*, Vol. 109, pp. 1095–1106, 2016.
- [103] Ma, T. et al.: “Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub”, *Energy Convers. Manag.*, Vol. 133, pp. 292–306, 2017.
- [104] Majidi, M. et al.: “A cost-emission framework for hub energy system under demand response program”, *Energy*, Vol. 134, pp. 157–166, 2017.

## POPIS OZNAKA I KRATICA

CCGT	kombinirana plinska termoelektrana (engl. <i>combined cycle gas turbines</i> )
CCHP	trigeneracijska elektrana (engl. <i>combined cooling heating and power system</i> )
CHE	crpna hidroelektrana
CHP	kogeneracijska elektrana (engl. <i>combined heat and power</i> )
EHP	električne toplinske pumpe (engl. <i>electric heat pumps</i> )
HE	hidroelektrana
HUB	energetsko čvorište (engl. <i>energy HUB</i> )
LNG	ukapljeni prirodni plin (engl. <i>liquefied natural gas</i> )
LP	linearno programiranje (engl. <i>linear programming</i> )
MES	više-energijski sustav (engl. <i>multi-energy system</i> )
MILP	mješovito cjelobrojno linearno programiranje (engl. <i>mixed integer linear programming</i> )
MINLP	mješovito cjelobrojno nelinearno programiranje (engl. <i>mixed integer nonlinear programming</i> )
NLP	nelinearno programiranje (engl. <i>nonlinear programming</i> )
OCGT	plinska termoelektrana bez iskorištavanja topline ispušnih plinova iz plinske turbine (engl. <i>open cycle gas turbines</i> )
OIE	obnovljivi izvori energije
P2G	tehnologija pretvaranja električne energije u sintetički prirodni plin (engl. <i>power-to-gas</i> )
SE	sunčana elektrana
TE	termoelektrana
VE	vjetroelektrana
μCHP	mikro kogeneracijska elektrana (engl. <i>micro combined heat and power</i> )

## SAŽETAK

Elektroenergetski sustav fizički je povezan sa plinskim i toplinskim sustavom preko plinskih termoelektrana i kogeneracijskih elektrana, plinskih kompresorskih stanica na elektromotorni pogon, toplinskim pumpama i sl. Ove veze postaju sve izraženije s povećanom integracijom elektrana na obnovljive izvore energije te sa sve većom elektrifikacijom toplinarstva. Zbog međusobnog utjecaja povezanih energetske infrastrukture analize sigurnosti napajanja, optimalnog vođenja pogona i planiranja razvoja sustava moraju se provoditi na integriranom (cjelovitom) sustavu, tj. na tzv. više-energijskim sustavima. Time se postižu uvidi u cjelovito stanje energetske sustava i snage međusobnih veza povezanih sustava koje više nisu zanemarive. Više-energijski sustavi mogu igrati važnu ulogu u postizanju ciljeva energetske i ekonomske učinkovitosti vođenja sustava, ali i pomoći u rješavanju tehničkih izazova poput uravnoteženja elektroenergetskog sustava s povećanom integracijom vjetroelektrana i sunčanih elektrana ili povećanja sigurnosti napajanja integriranog energetske sustava.

U relevantnim znanstvenim radovima više-energijski sustav uglavnom je sastavljen od elektroenergetske mreže te s njom povezane plinske i/ili toplinske mreže. Fokus ovog rada usmjeren je na načine modeliranja više-energijskog sustava. U prvom poglavlju dana je definicija više-energijskog sustava, dok su u nastavku prikazani pregledi relevantnih znanstvenih istraživanja na temu integrirane elektroenergetske i plinske mreže (drugo poglavlje), zatim elektroenergetske i toplinske mreže (treće poglavlje), te sve tri navedene mreže zajedno (četvrto poglavlje). U petom poglavlju dana su zaključna razmatranja sa osvrtom na mogućnost izgradnje jedinstvenog modela više-energijskog sustava koristeći električnu analogiju.