

Utjecaj varijacije sastava plina na pogrešku pri korekciji volumena plina kod krajnjih korisnika s korektorima

Lasić, Luka

Master's thesis / Diplomski rad

2021

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:169:551975>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-06-30**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

**UTJECAJ VARIJACIJE SASTAVA PLINA NA POGREŠKU PRI KOREKCIJI
VOLUMENA PLINA KOD KRAJNJIH KORISNIKA S KOREKTORIMA**

Diplomski rad

Luka Lasić

N298

Zagreb, 2020.

UTJECAJ VARIJACIJE SASTAVA PLINA NA POGREŠKU PRI KOREKCIJI
VOLUMENA PLINA KOD KRAJNJIH KORISNIKA S KOREKTOROM

LUKA LASIĆ

Diplomski rad je izrađen : Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku
Pierottijeva 6, 10 000, Zagreb

Sažetak

Kod potrošača koji troše velike količine plina, odnosno kod kojih uvjeti u plinomjeru nisu bliski standardnim uvjetima (temperatura plina od 15 °C i tlak od 101325 Pa), ugrađuju se korektori volumena plina koji svode radni volumen plina u plinomjeru na standardno stanje uz pomoć vrijednosti tlaka, temperature te faktora kompresibilnosti plina. Korektori na lokaciji potrošača su instalirani na razdoblje od 5 godina prilikom kojeg kompresibilnost plina računaju uz pomoć unesenih fiksnih vrijednosti molarnih udjela CO₂ i H₂, gornje ogrjevne vrijednosti i relativne gustoće plina te izmjerenog tlaka i temperature. Zbog svakodnevne varijacije sastava plina, navedene unesene vrijednosti razlikuju se od realnih što uzrokuje pogrešku pri određivanju standardnog volumena, odnosno energije. U ovom radu izračunat je utjecaj varijacije sastava plina na razini distribucijske mreže Gradske plinare Zagreb d.o.o. na pogrešku pri korekciji volumena plina u razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine.

Ključne riječi: korektor, gornja ogrjevna vrijednost, kompresibilnost plina, varijacija sastava plina

Diplomski rad sadrži: 55 stranica, 6 tablica, 42 slike i 16 referenci.

Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta,
Pierottijeva 6, Zagreb.

Voditelj: dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF

Pomoć pri izradi: dr.sc. Berislav Pavlović, dipl. ing. GPZ d.o.o.

Ivan Smajla, mag.ing.petrol, asistent RGNF

Ocjenjivači: dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF

dr. sc. Domagoj Vulin, izvanredni profesor RGNF

dr. sc. Nikola Vištica, docent RGNF

Datum obrane: 15. siječnja 2021., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

THE INFLUENCE OF NATURAL GAS COMPOSITION VARIATION ON GAS
VOLUME CORRECTION ERROR IN END USERS WITH GAS VOLUME
CORRECTORS

LUKA LASIĆ

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum and Gas Engineering and Energy
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

For end users who consume large amounts of natural gas or where the gas meter temperature or pressure conditions are not close to standard conditions (gas temperature of 15 °C and pressure of 101325 Pa), gas volume correctors which determine gas volume, measured by gas meter if it were operating at standard conditions are installed. The correction factor is calculated using gas temperature, pressure, and compressibility. Gas volume correctors spend a period of 5 years at the users' location, during which gas compressibility is calculated with the help of manually entered, fixed values of molar proportions of CO₂ and H₂, gross calorific value and relative density of the gas, and measured temperature and pressure. Due to daily variations of gas composition, the mentioned entered values differ from the actual ones, which causes an error in determining standard gas volume and energy. In this thesis, the influence of natural gas composition variation on gas volume correction error is calculated at the level of Gradska plinara Zagreb's distribution network, for the period from 2014 to October 2019.

Key words: gas volume corrector, gross calorific value, gas compressibility, gas composition variation

Master's thesis contains: 55 pages, 6 tables, 42 pictures, 16 references.

Original in: Croatian.

Thesis archived at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Assistance: Berislav Pavlović, PhD, GPZ d.o.o.

Assistant Ivan Smajla, MSc

Reviewers: Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Associate Professor Domagoj Vulin, PhD

Assistant Professor Nikola Vištica, PhD

Date of defense: January 15 2021, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
University of Zagreb

Zahvaljujem se mentorici dr.sc. Dariji Karasalihović Sedlar, redovitoj profesorici te mag.ing. petrol. Ivanu Smajli, asistentu RGNF-a na pomoći pruženoj prilikom izrade ovog rada.

Posebno se zahvaljujem dr.sc. Berislavu Pavloviću, iz GPZ-a d.o.o., na pomoći pri prikupljanju podataka, podršci i savjetima bez kojih izrada ovog rada ne bi bila moguća.

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	I
POPIS TABLICA	III
POPIS KRATICA	IV
POPIS OZNAKA	IV
1. UVOD	1
2. KOREKTORI VOLUMENA PLINA	4
2.1. Vrste korektora volumena plina.....	6
2.1.1. <i>Mehanički korektori volumena plina</i>	6
2.1.2. <i>Elektronički korektori volumena plina</i>	7
2.2. Ispitivanje i umjeravanje korektora volumena plina.....	8
3. ANALIZA SASTAVA I OGRJEVNE VRIJEDNOSTI PLINA NA DISTRIBUCIJSKOM PODRUČJU GPZ	11
4. ODREĐIVANJE UTJECAJA VARIJACIJE SASTAVA PLINA NA UKUPNO ISKAZANE KOLIČINE PLINA I ENERGIJU KOD KRAJNJIH KORISNIKA S KOREKTOROM	18
4.1. Analiza parametara i količina plina na korektorima volumena plina.....	19
4.2. Analiza temperature plina.....	22
4.3. Usrednjavanje sastava plina.....	23
4.4. Određivanje gornje ogrjevne vrijednosti i relativne gustoće uz pomoć ISO 6976 standarda.....	29
4.5. Izračun faktora kompresibilnosti plina uz pomoć SGERG-88 metode.....	37
4.5.1. <i>Izračun faktora kompresibilnosti za sastave plina upisane u korektore volumena plina</i>	38
4.5.2. <i>Izračun faktora kompresibilnosti usrednjenih sastava plina</i>	41
4.6. Određivanje faktora korekcije i volumena plina.....	44
4.6.1. <i>Određivanje faktora korekcije korektora volumena plina</i>	44
4.6.2. <i>Određivanje realnog faktora korekcije</i>	45
4.6.3. <i>Određivanje volumena plina</i>	46
4.7. Rezultati i analiza.....	49
5. ZAKLJUČAK	53
6. POPIS LITERATURE	54

POPIS SLIKA

Slika 1-1. Grafički prikaz distribucijskog područja Gradske plinare Zagreb d.o.o.	1
Slika 2-1. Shematski prikaz rada mehaničkog korektora volumena	6
Slika 2-2. Korektor volumena plina Honeywell Elster EK-88	7
Slika 2-3. Shema ispitne instalacije korektora volumena plina	9
Slika 3-1. Relativna gustoća plina u odnosu na zrak na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine	11
Slika 3-2. Relativna gustoća plina u odnosu na zrak na PPMRS Zagreb Jug od ožujka 2015. godine do listopada 2019. godine	12
Slika 3-3. Relativna gustoća plina u odnosu na zrak na PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka) od 2014. godine do listopada 2019. godine	12
Slika 3-4. Gornja ogrjevna vrijednost na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine	13
Slika 3-5. Gornja ogrjevna vrijednost na PPMRS Zagreb Jug od ožujka 2015. godine do listopada 2019. godine	14
Slika 3-6. Gornja ogrjevna vrijednost na PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka) od 2014. godine do listopada 2019. godine	14
Slika 3-7. Molarni udio CO ₂ na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine	15
Slika 3-8. Molarni udio CO ₂ na PPMRS Zagreb Jug od ožujka 2015. godine do listopada 2019. godine	16
Slika 3-9. Molarni udio CO ₂ na PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka) od 2014. godine do listopada 2019. godine	16
Slika 4-1. Dijagram toka kao vizualni prikaz toka analize i obrade podataka	18
Slika 4-2. Količine plina nakon korekcije na korektorima volumena plina od 2014. godine do listopada 2019. godine	21
Slika 4-3. Kretanje temperature plina od 2014. godine do listopada 2019. godine	22
Slika 4-4. Dijagram toka kao vizualni prikaz analize i obrade podataka poglavlja 4.3.	23
Slika 4-5. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine	24
Slika 4-6. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Jug od 2014. godine do listopada 2019. godine	24

Slika 4-7. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Jug od 2014. godine do listopada 2019. godine	25
Slika 4-8. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Jug od 2014. godine do listopada 2019. godine	25
Slika 4-9. Usrednjene vrijednosti relativne gustoće plina u odnosu na zrak za sve 4 karakteristične točke sustava od 2014. godine do listopada 2019. godine	27
Slika 4-10. Usrednjene vrijednosti gornje ogrjevne vrijednosti za sve 4 karakteristične točke sustava, pri uvjetima od 15 °C i 101325 Pa, od 2014. godine do listopada 2019. godine...	28
Slika 4-11. Usrednjene vrijednosti molarnog udjela CO ₂ za sve 4 karakteristične točke sustava od 2014. godine do listopada 2019. godine	28
Slika 4-12. Dijagram toka kao vizualni prikaz analize i obrade podataka poglavlja 4.4....	29
Slika 4-13. Relativna gustoća usrednjenih sastava plina pri temperaturi od 0 °C i 101325 Pa izračunata uz pomoć ISO 6976 norme	35
Slika 4-14. Gornja ogrjevna vrijednost usrednjenih sastava plina pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa odnosno 25 °C za izgaranje, izračunata uz pomoć ISO 6976 norme..	35
Slika 4-15. Relativna gustoća usrednjenih sastava plina pri temperaturi od 15 °C i 101325 Pa izračunata uz pomoć ISO 6976 norme	36
Slika 4-16. Gornja ogrjevna vrijednost usrednjenih sastava plina pri uvjetima za volumen od 15 °C i 101325 Pa odnosno 15 °C za izgaranje, izračunata uz pomoć ISO 6976 norme	36
Slika 4-17. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka potpoglavlja 4.5.1.	38
Slika 4-18. Ulazni program u programskom jeziku <i>FORTRAN</i> za računanje faktora kompresibilnosti za sastave plina upisane u korektore.....	39
Slika 4-19. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka potpoglavlja 4.5.2.	41
Slika 4-20. Ulazni program u programskom jeziku <i>FORTRAN</i> za računanje faktora kompresibilnosti za usrednjene sastave plina.....	42
Slika 4-21. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka poglavlja 4.6.1.	44
Slika 4-22. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka poglavlja 4.6.2.	45
Slika 4-23. Dijagram toka kao vizualni prikaz određivanja volumena plina prije korekcije	46
Slika 4-24. Dijagram toka kao vizualni prikaz određivanja volumena plina nakon korekcije uz pomoć novog, realnog faktora korekcije	47
Slika 4-25. Realni volumen plina na svim korektorima za usrednjene sastave plina	48
Slika 4-26. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka poglavlja 4.7.	49

Slika 4-27. Energetska vrijednost količina plina izmjerenih na korektorima volumena plina u TJ	50
Slika 4-28. Energetska vrijednost izračunatih, realnih količina plina u TJ.....	50
Slika 4-29. Razlika u energetske vrijednosti između količina plina izmjerenih na korektorima i izračunatih, realnih količina plina u GJ	51

POPIS TABLICA

Tablica 4-1. Podaci o parametrima korektora volumena plina.....	20
Tablica 4-2. Molarne mase komponenata korištene u izrazu 4-2. (prema HRN EN ISO 6976:2016).....	30
Tablica 4-3. Gornje ogrjevne vrijednosti komponenata pri uvjetima temperature izgaranja od 25 °C (prema HRN EN ISO 6976:2016).....	31
Tablica 4-4. Gornje ogrjevne vrijednosti komponenata pri uvjetima temperature izgaranja od 15 °C (prema HRN EN ISO 6976:2016).....	32
Tablica 4-5. Sumacijski faktori komponenata pri uvjetima temperature mjerenja volumena od 0 °C (prema HRN EN ISO 6976:2016).....	32
Tablica 4-6. Sumacijski faktori komponenata pri uvjetima temperature mjerenja volumena od 15 °C (prema HRN EN ISO 6976:2016).....	33

POPIS KRATICA

GPZ – Gradska plinara Zagreb d.o.o.

HERA – Hrvatska energetska regulatora agencija

PPMRS – Primopredajna mjerno-regulacijska stanica

ISO – International Organization for Standardization

POPIS OZNAKA

p – apsolutni tlak plina, [Pa]

p_p – radni tlak plina, [Pa]

p_{st} – standardni tlak (101325 Pa)

t – uvjet temperature pri mjerenju volumena, [°C]

T_p – radna temperatura plina, [K]

T_{st} – standardna temperatura (288,15 K)

t_p – radna temperatura plina, [°C]

C – faktor korekcije, [-]

C_k – faktor korekcije korektora, [-]

C_r – realni faktor korekcije za usrednjene sastave plina, [-]

V – volumen plina, [m³]

ΔV_{ZGZAP} – količina plina na PPMRS Zagreb Zapad u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [m³]

ΔV_{ZGJUG} – količina plina na PPMRS Zagreb Jug u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [m³]

ΔV_{ZGIST} – količina plina na PPMRS Zagreb Istok u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [m³]

ΔV_{ZGIR} – količina plina na PPMRS Zagreb Ivanja Reka u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [m³]

$\Delta V_{ZG,j}$ – zbroj količina plina na sve 4 promatrane točke u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [m³]

V_p – volumen prije korekcije, pri radnom tlaku i temperaturi, [m³]

$V_{k,st}$ – volumen na korektoru, pri standardnim uvjetima tlaka i temperature, [m³]

$V_{r,st}$ – realni volumen za usrednjene sastave plina, pri standardnim uvjetima tlaka i temperature, [m³]

z – kompresibilnost plina, [-]
 z_p – faktor kompresibilnosti plina kod radnog stanja, [-]
 z_{st} – faktor kompresibilnosti plina kod standardnih uvjeta, [-]
 R – opća plinska konstanta ($8,314462 \times 10^{-6}$ MJ/molK),
 d – relativna gustoća u odnosu na zrak, [-]
 E_{plin} – energetska vrijednost plina, [MJ]
 H_g – gornja ogrjevna vrijednost, [MJ/m³]
 $H_{g,mol}$ – gornja ogrjevna vrijednost smjese, [kJmol⁻¹]
 $H_{g,mol,k}$ – gornja ogrjevna vrijednost komponente, [kJmol⁻¹]
 x_k – molarni udio komponente plina, [-]
 x_{kij} – srednja vrijednost pojedine komponente za promatranu točku u obračunskom razdoblju od dva tjedna, [-]
 $x_{i,PPMRSj}$ – udio komponente plina na promatranoj točki u obračunskom razdoblju, [-]
 $x_{k,ZGZAP}$ – udio komponente plina na PPMRS Zagreb Zapad u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [-]
 $x_{k,ZGJUG}$ – udio komponente plina na PPMRS Zagreb Jug u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [-]
 $x_{k,ZGIST}$ – udio komponente plina na PPMRS Zagreb Istok u obračunskom razdoblju od mjesec dana, [-]
 M – molarna masa smjese, [gmol⁻¹]
 M_k – molarna masa komponente plina, [gmol⁻¹]
 M_{zrak} – molarna masa zraka (28,96546 gmol⁻¹)
 s_t – sumacijski faktor smjese plina, [-]
 s_k – sumacijski faktor komponente plina, [-]
 i – indeks vremenskog razdoblja očitavanja
 j – indeks promatrane točke
 k – indeks komponente plina

1. UVOD

Gradska plinara Zagreb d.o.o. (u daljnjem tekstu GPZ d.o.o.) obavlja reguliranu energetska djelatnost distribucije plina. Njena distribucijska mreža duga je 3 810 000 m i obuhvaća 284 453 potrošača. GPZ d.o.o. distribuira prirodni plin do korisnika na području gradova Zagreba, Zaprešića i Velike Gorice¹, općina Brdovec, Pušća, Marija Gorica i Dubrava te brine o proširenju, sigurnosti, rekonstrukciji i izgradnji distribucijskog sustava (GPZ, 2020).



Slika 1-1. Grafički prikaz distribucijskog područja Gradske plinare Zagreb d.o.o. (gpz-opskrba.hr)

Osnovna svrha distribucije prirodnog plina je isporuka prirodnog plina krajnjim kupcima, pri čemu je potrebno konstantno mjerenje i određivanje sastava plina, odnosno njegove ogrjevne vrijednosti, kako bi se osigurala isporuka energije na siguran način koji osigurava povjerenje potrošača. Također, sastav plina mora se kretati unutar propisanih granica kako bi se osiguralo kvalitetno mjerenje kod krajnjih korisnika te kako bi se osigurao siguran rad plinskih trošila (HERA, 2018). Distributivna mreža GPZ-a d.o.o. povezana je s mrežom operatora transportnog sustava plina Plinacro-a d.o.o. na nekoliko primopredajnih-mjerno-regulacijskih stanica; PPMRS Zagreb Jug, PPMRS Zagreb Zapad, PPMRS Zagreb Istok i

¹ GPZ d.o.o. također distribuira plin na području Bjelovara

PPMRS Zagreb Ivanja Reka. Na svakoj od tih točaka Plinacro d.o.o. je do listopada 2019. godine svakih 15 dana provodio kromatografsku analizu sastava prirodnog plina te prema ISO 6976 normi određivao vrijednosti donje i gornje ogrjevne vrijednosti, te relativne gustoće.

U skladu s Mrežnim pravilima plinskog distribucijskog sustava, kod potrošača koji troše velike količine plina, odnosno kod kojih uvjeti u plinomjeru nisu bliski standardnim uvjetima (temperatura plina od 15 °C i tlak od 101325 Pa), ugrađuju se korektori volumena plina čija je zadaća svesti radni volumen plina u plinomjeru na standardno stanje kako bi se mogla odrediti isporučena energija potrošaču (HERA, 2018). To je moguće uz pomoć izmjerenih vrijednosti radnog tlaka i temperature plina te faktora kompresibilnost plina. Kako se korektori volumena plina ispituju i umjeravaju svakih 5 godina, oni faktor kompresibilnosti kod radnog i standardnog stanja računaju uz pomoć istih vrijednosti (molarni udio CO₂, molarni udio H₂, relativna gustoća plina, gornja ogrjevna vrijednost plina), unesenih prilikom ispitivanja i umjeravanja korektora, kroz cijeli period od 5 godina. Obzirom na to da se sastav plina i njegova ogrjevna vrijednost mijenjaju na svakodnevnoj bazi, očito je da prilikom određivanja standardnog volumena plina odnosno isporučene energije dolazi do pogreške. Ta pogreška analizirana je u ovome radu.

Za potrebe proračuna korišteni su podaci tvrtke Plinacro d.o.o. o sastavu plina određenom kromatografskom analizom na ulazima u distributivnu mrežu GPZ-a d.o.o. (PPMRS Zagreb Jug, PPMRS Zagreb Zapad, PPMRS Zagreb Istok, PPMRS Zagreb Ivanja Reka). U suradnji s GPZ-om d.o.o. prikupljeni su podaci o količinama plina na ulaznim točkama u distributivnu mrežu GPZ-a d.o.o. te podaci o količinama plina izmjerenim na korektorima volumena plina na području distributivne mreže. Navedeni podaci odnose se na razdoblje od 2014. godine do listopada 2019. godine nakon čega je Plinacro d.o.o. počeo sa svakodnevnom kromatografskom analizom plina na ulaznim točkama u distributivnu mrežu, što ne eliminira pogrešku prilikom određivanja standardnog volumena odnosno isporučene energije kod korisnika s korektorom. Također su od GPZ-a d.o.o. prikupljeni podaci o parametrima (gornja ogrjevna vrijednost i relativna gustoća plina pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno za izgaranje od 25 °C, te molarni udjeli CO₂ i H₂) upisanima u svaki zasebni korektor prilikom njegova ispitivanja i umjeravanja, prije postavljanja na lokaciju.

U ovom radu detaljno je opisan postupak obrade navedenih podataka uz pomoć alata *MS Excel* i programskog jezika *FORTRAN*, kako bi se utvrdio utjecaj varijacije sastava plina, u vremenskom razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine, na ukupnu iskazanu količinu plina, odnosno isporučenu energiju krajnjim korisnicima kod kojih se koriste korektori volumena plina.

2. KOREKTORI VOLUMENA PLINA

Turbinski plinomjer, plinomjeri s rotirajućim klipovima, plinomjeri s rotirajućim komorama, ultrazvučni plinomjeri te membranski plinomjeri mjere plin u radnom stanju, kod radnog tlaka, temperature i sastava plina. Kako su u plinskim sustavima tlak i temperatura promjenjivi, a u općem slučaju i sastav plina, oni izravno utječu na obujam u radnom stanju i na količinu predane energije, te je nužno provoditi korekciju radnog stanja u standardno stanje (Šunić i Pavlović, 2000). Standardno uvjeti definirani su prema ISO 5024 temperaturom od 15 °C i tlakom od 101325 Pa (HERA, 2018).

Korekcija volumena plina bazira se na jednadžbi stanja realnog plina odnosno:

$$pV = znRT \quad (2-1)$$

Gdje su:

- p – apsolutni tlak plina [Pa],
- V – volumen plina kod promatranog stanja [m^3],
- z – faktor kompresibilnosti plina,
- n – množina [mol],
- R – plinska konstanta [J/kgK],
- T – apsolutna temperatura plina [K].

Iz izraza (1-1) izveden je izraz za korekciju volumena plina:

$$V_{st} = V_p \frac{p_p T_{st} z_{st}}{p_{st} T_p z_p} = V_p C \quad [m^3] \quad (2-2)$$

Gdje su:

$$C = \frac{p_p T_{st} z_{st}}{p_{st} T_p z_p} \quad [-] \quad (2-3)$$

Gdje su:

- V_{st} – volumen plina pri standardnim uvjetima [m^3],

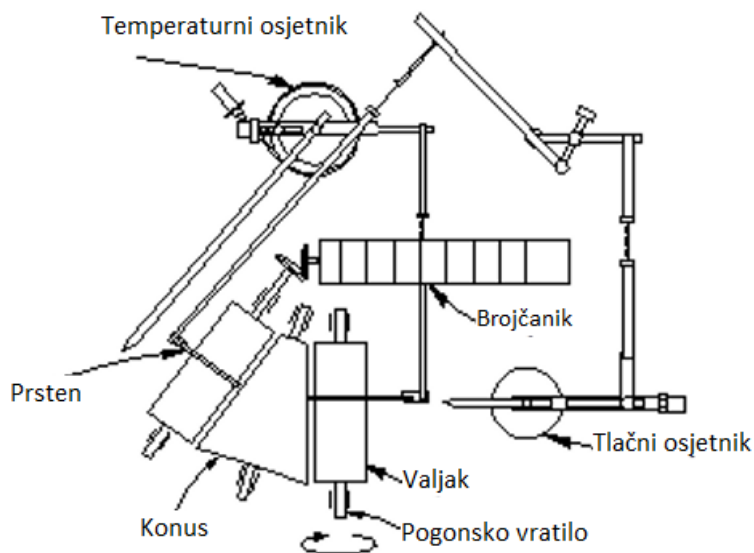
- V_p – volumen plina pri radnim uvjetima [m^3],
- p_p – apsolutni tlak plina u plinomjeru [Pa],
- p_{st} – standardni tlak (101325 Pa),
- T_p – apsolutna temperatura plina u plinomjeru [K],
- T_{st} – standardna temperatura (288,15 K),
- z_p – faktor kompresibilnosti plina kod radnog stanja [-],
- z_{st} – faktor kompresibilnosti plina kod standardnih uvjeta [-],
- C – faktor korekcije [-].

Izraz 2-2 primjenjuje se kod rada korektora volumena plina. Prilikom rada također se kontinuirano provodi mjerenje tlaka plina p_p i temperature plina T_p . Podaci potrebni za određivanje kompresibilnosti plina pohranjuju se u memoriju korektora volumena plina ili se kontinuirano učitavaju ako je na korektor priključen kromatograf koji određuje sastav plina. Određivanje faktora kompresibilnosti plina u standardnom i radnom stanju u svijetu se provodi najčešće pomoću metoda AGA-8 ili SGERG-88, dok se ponegdje koristi i NX-19 metoda. Kod primjene AGA-8 metode kao ulazna veličina koristi se molarni sastav ispitivanog plina, dok se kod SGERG-88 metode koriste molarni udjeli CO_2 i H_2 te relativna gustoća i gornja ogrjevna vrijednost plina. U slučaju GPZ-a d.o.o., većina korektora volumena plina koristi SGERG-88 metodu za određivanje kompresibilnosti plina, manji broj korektora koristi NX-19 metodu dok neki korektori kod korekcije ne uzimaju u obzir kompresibilnost plina. Za potrebe ovog diplomskog rada korišteni su podaci korektora koji koriste SGERG-88 metodu za računanje kompresibilnosti plina.

2.1. Vrste korektora volumena plina

2.1.1. Mehanički korektori volumena plina

Mehanički korektori bili su prvi korišteni korektori volumena. Kasnije su izbačeni iz upotrebe zbog visoke cijene i troškova održavanja te nestabilne radne karakteristike. Na slici 2-1. prikazana je shema mehaničkog korektora.



Slika 2-1. Shematski prikaz rada mehaničkog korektora volumena (Šunić i Pavlović 2000)

Mehanički korektor koristi energiju kružnog gibanja osovine koja se nalazi na glavi plinomjera. Njegovi dijelovi su: kućište, osjetnik temperature plina, osjetnik tlaka plina, valjci i konus s mehanizmom za prijenos gibanja te brojčanik. Kružno gibanje osovine plinomjera se prenosi preko pogonskog vratila na cilindrični valjak. Oko valjka se nalazi prsten koji je povezan na temperaturni osjetnik. Ovaj prsten prenosi gibanje na konus. Konus prenosi kružno gibanje dalje na prsten koji je povezan sa tlačnim osjetnikom. Prsten također klizi po valjku i putem konusa mijenja prijenosni omjer ovisno o razini tlaka plina u brojilu. Prsten prenosi gibanje na cilindar koji je preko zupčastog prijenosa povezan sa brojčanikom, koji pokazuje korigirani obujam izmjerenog plina. Tlačni osjetnik izveden je kao Bourdonova cijev i priključuje se na referentno mjesto na plinomjeru. Temperaturni osjetnik ugrađuje se u temperaturnu sondu, najčešće nizvodno od plinomjera. Kod mehaničkih korektora moguća je primjena i faktora kompresibilnosti, ali kao konstantne veličine. Osnovni nedostatak su pokretni dijelovi koji su podložni trošenju, te osjetljivost na vibracije.

Posljedica ovoga je vrlo brzo pomicanje krivulje pogreške u područje izvan dozvoljenih granica (Šunić i Pavlović, 2000).

2.1.2. Elektronički korektori volumena plina

Jednostavnije verzije elektroničkih korektora volumena plina sastoje se od jedinice za pretvorbu i obradu signala, osjetnika tlaka, osjetnika temperature i baterije. U najvećem broju slučajeva tlačni osjetnici su piezokeramičkog tipa, dok se kao temperaturne osjetnike najčešće primjenjuju termistori. Podaci o radnom stanju iz plinomjera uzimaju se putem impulsnog davača koji je smješten u glavi plinomjera. Količina impulsa po pogonskom kubnom metru definira se prilikom ispitivanja i umjeravanja te najčešće iznosi 1 imp/m^3 , dok u nekim slučajevima iznosi $0,1 \text{ imp/m}^3$ odnosno 10 imp/m^3 ovisno o kapacitetu plinomjera. Tijekom primanja impulsa korektor volumena plina mjeri tlaka i temperaturu te preračunava pogonsko na standardno stanje uz računanje kompresibilnosti. Kod jeftinijih i jednostavnijih verzija korektora faktor kompresibilnosti primjenjuje se kao fiksna vrijednost (Šunić i Pavlović, 2000). Na ekranu korektora moguće je očitati podatke poput pogonskog volumena plina, standardnog volumena plina, vrijednosti tlaka i temperature, korekcijski faktor te dojave o greškama.



Slika 2-2. Korektor volumena plina Honeywell Elster EK-88 (dgfg.eu)

Elektronički korektori s kvalitetnijim osjetnicima i više mogućnosti obrade podataka nazivaju se računalima protoka. Računala protoka ugrađuju se samo za slučaj mjerenja i obračuna većih količina plina. Imaju mogućnosti poput:

- mjerenja protoka plina u pogonskom stanju primanjem visoko frekventnih impulsa do 5 kHz,
- konstantnog praćenja ispravnosti rada turbinskog plinomjera usporedbom broja impulsa s više davača,
- mogućnosti daljinskog podešavanja parametara,
- mogućnosti alarmiranja kod raznih poremećaja,
- primanje podataka o sastavu i ogrjevnoj vrijednosti plina iz procesnog kromatografa.

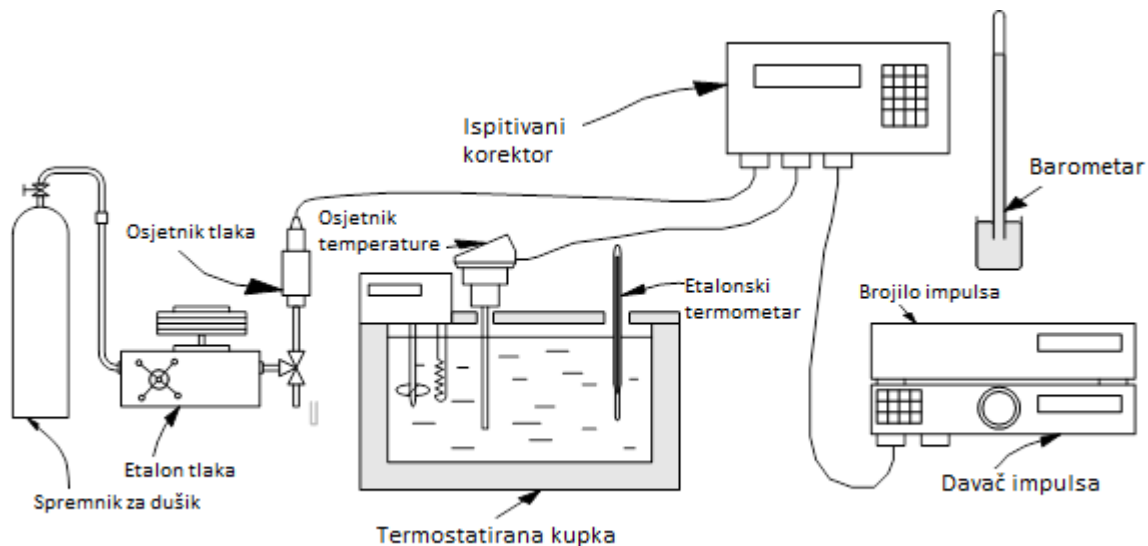
Kod nekih verzija računala protoka također postoji mogućnost aproksimacije krivulje pogreške plinomjera i njeno svodenje na nulu. S obzirom da postoji mogućnost primanja podataka o sastavu plina i njegovoj ogrjevnoj vrijednosti iz procesnog kromatografa, moguće je mjerenje ne samo standardnog volumena već i mjerenje ukupno isporučene energije (Šunić i Pavlović, 2000).

2.2. Ispitivanje i umjeravanje korektora volumena plina

Svaki korektor volumena plina mora biti odobren od strane Državnog zavoda za mjeriteljstvo te ispitan od strane ovlaštenog laboratorija. Ovlašteni laboratoriji koji se bave ispitivanjem korektora volumena plina su Etalon-Plin d.o.o., Specijalna oprema Lučko d.o.o. te GPZ d.o.o. Rok za periodički pregled elektroničkih korektora u Republici Hrvatskoj je 5 godina (GPZ 2016).

Uvjeti rada i uređaji koji se koriste pri ispitivanju propisani su Pravilnikom o tehničkim i mjeriteljskim zahvatima koji se odnose na mjerila (NN 85/2013). Pravilnik propisuje metode i postupke pri određivanju relativnih odstupanja mjerenja korektora u području tlaka od $0,9 \times 10^5$ Pa do 50×10^5 Pa te u području temperatura od -20 do 50 °C (GPZ 2016).

Instalacija za ispitivanje korektora sastoji se od etalona tlaka i temperature te uređaja za generiranje impulsa. Prilikom ispitivanja osjetnik temperature korektora uronjen je u temperaturnu kupku dok je osjetnik tlaka spojen na odgovarajući priključak na ispitnoj instalaciji.



Slika 2-3. Shema ispitne instalacije korektora volumena plina (GPZ d.o.o. 2016)

Prije ispitivanja potrebno je provesti ispitivanje nepropusnosti ispitne instalacije, dok tijekom ispitivanja u radnoj prostoriji temperatura zraka mora iznositi $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$, pri čemu se temperatura pojedinih mjesta u radnoj prostoriji ne smije razlikovati za više od $1 ^\circ\text{C}$. Ispitivanje se provodi na cijelom području tlaka korektora i na tri temperature, pri čemu se registriraju tlak, temperature i korekcijski faktor ispitivanog korektora uz pomoć kojih se određuju relativna odstupanja.

Nakon određivanja relativnih odstupanja u korektor je potrebno upisati podatke o parametrima za određivanje faktora kompresibilnosti. Kako većina korektora na distributivnom području GPZ-a d.o.o. za određivanje faktora kompresibilnosti plina koristi SGERG 88 standard, u korektor je potrebno upisati vrijednosti gornje ogrjevne vrijednosti H_g i relativne gustoće plina d pri uvjetima za volumen od $0 ^\circ\text{C}$ i 101325 Pa , odnosno $25 ^\circ\text{C}$ za izgaranje te molarnih udjela CO_2 i H_2 . Ovi podaci određuju se na temelju kromatografskih analiza plinova na ulazu u distributivno područje GPZ-a d.o.o. koje svaka 2 tjedna objavljuje Plinacro d.o.o. (od listopada 2019. godine sastavi plina objavljuju se svaki dan) te preuzetim količinama plina na navedenim točkama koje određuje GPZ d.o.o. Za područje grada Zagreba to su PPMRS Zagreb Jug, PPMRS Zagreb Zapad, PPMRS Zagreb Istok i PPMRS Zagreb Ivanja Reka. Provodi se proračun srednjih vrijednosti sastava plina uzimajući u obzir sastav plina i preuzete količine za svaku napojnu točku za prethodnu godinu. Proračun srednjih vrijednosti pojedine komponente određuje se na način:

$$x_{kij} = x_{i,PPMRSj} \frac{\Delta V_{PPMRSj}}{\sum_{j=1}^n \Delta V_{PPMRSj}} \quad [-] \quad (3-1)$$

Gdje su:

- x_{kij} – srednja vrijednost pojedine komponente za promatranu točku u obračunskom razdoblju od dva tjedna [-],
- $x_{i,PPMRSj}$ – udio komponente plina na promatranoj točki u obračunskom razdoblju [-],
- ΔV_{PPMRSj} – količina plina za jedno obračunsko razdoblje [m^3],
- i – indeks vremenskog razdoblja očitavanja,
- j – indeks promatrane točke,
- k – indeks komponente plina.

Uz pomoć navedenog izraza određuje se srednja vrijednost za pojedinu komponentu na godišnjoj razini prema:

$$x_k = \sum_{i=1}^m x_{kij} \quad [-] \quad (3-2)$$

Gdje su:

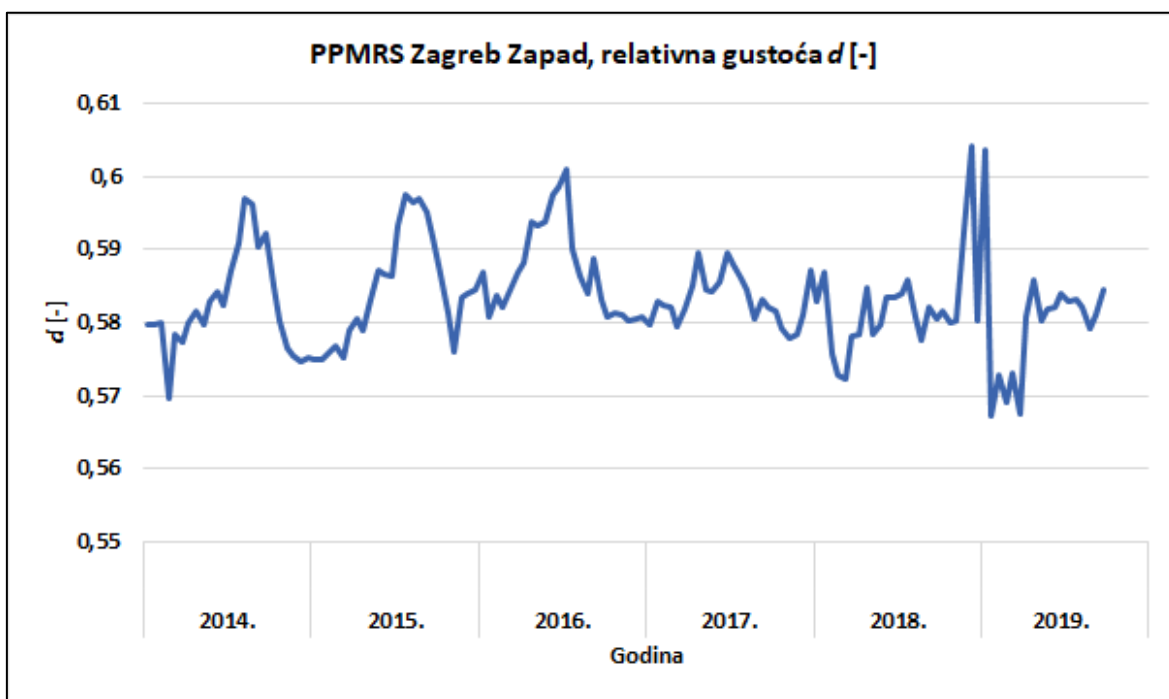
- x_k – srednja vrijednost komponente na godišnjoj razini [-],
- m – broj obračunskih razdoblja u godini dana.

Dobiveni podaci na koje je korektor umjeren upisuju se, uz ispitivanjem određena relativna odstupanja, u Izvještaj o ispitivanju korektora.

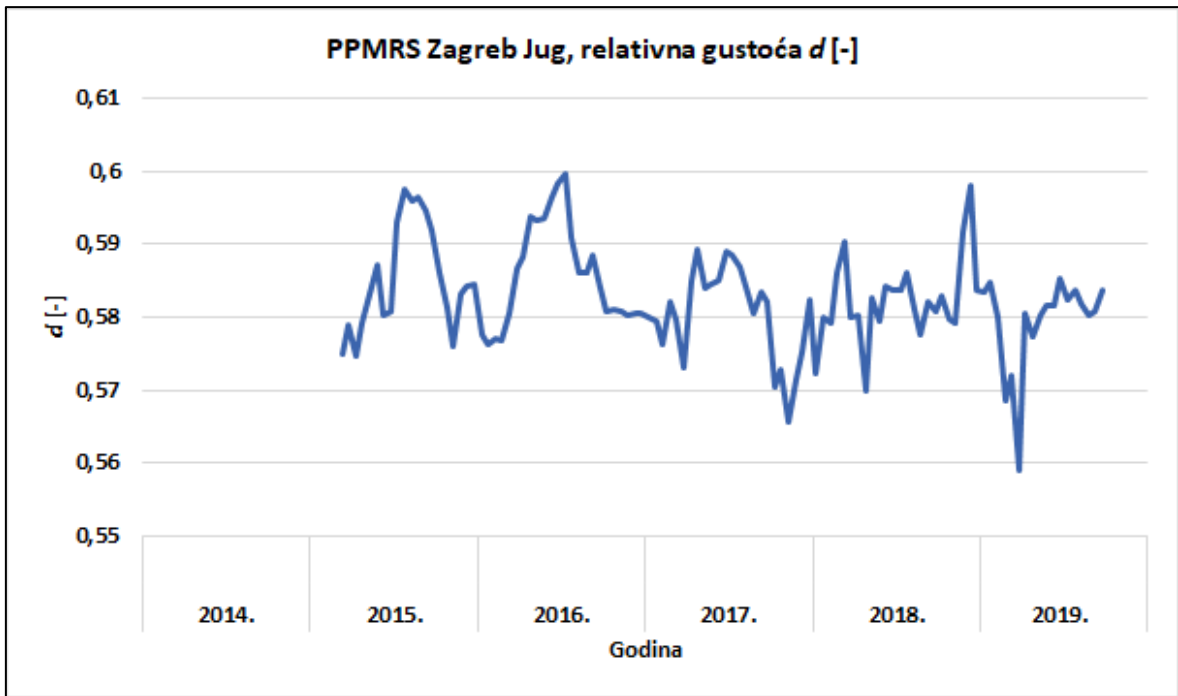
3. ANALIZA SASTAVA I OGRJEVNE VRIJEDNOSTI PLINA NA DISTRIBUCIJSKOM PODRUČJU GPZ

Operator transportnog sustava plina Plinacro d.o.o. do listopada 2019. godine (otkad se kromatografske analize provode kontinuirano svakodnevno) utvrđivao je kvalitetu i ogrjevnu vrijednost predanog plina dva puta mjesečno na specifičnim točkama transportnog sustava i analizom istih u ovlaštenom laboratoriju (Plinacro d.o.o. 2020).

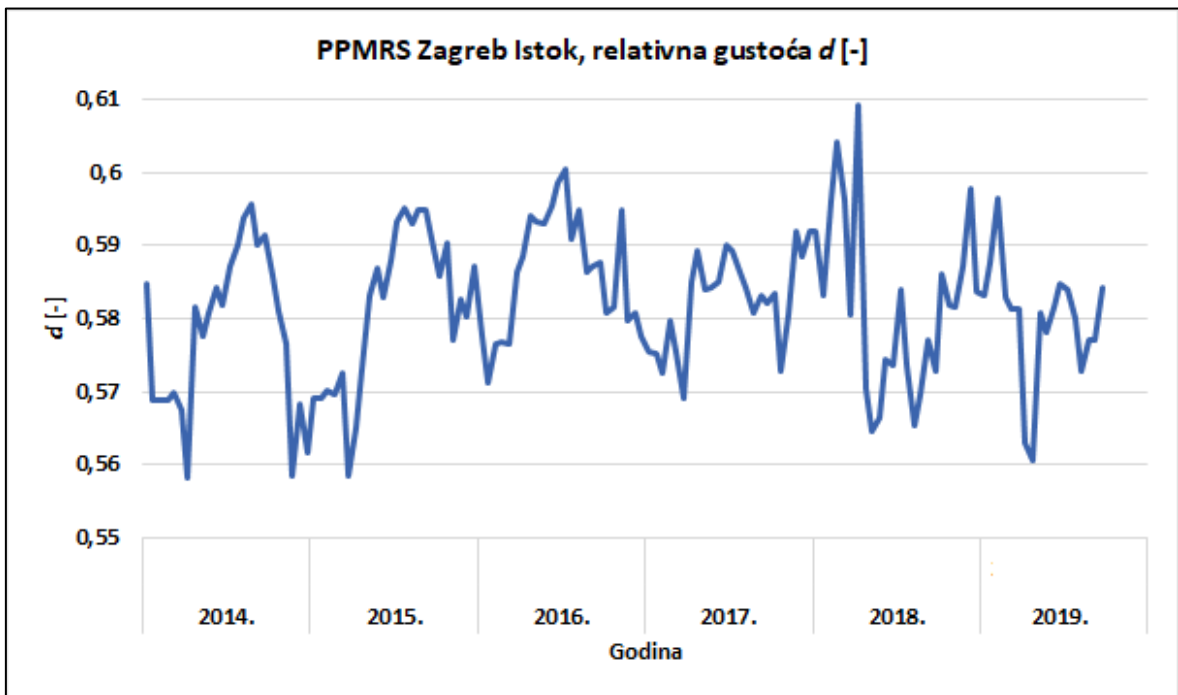
Na distributivnom području GPZ-a d.o.o. te specifične točke su PPMRS Zagreb Jug, PPMRS Zagreb Zapad, PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka). U nastavku će biti analizirane vrijednosti relativne gustoće plina u odnosu na zrak, gornje ogrjevne vrijednosti te molarnog udjela CO₂ na navedenim točkama. Sve tri veličine prikazane su za uvjete temperature od 15 °C i tlaka od 101325 Pa.



Slika 3-1. Relativna gustoća plina u odnosu na zrak na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2014-2019)

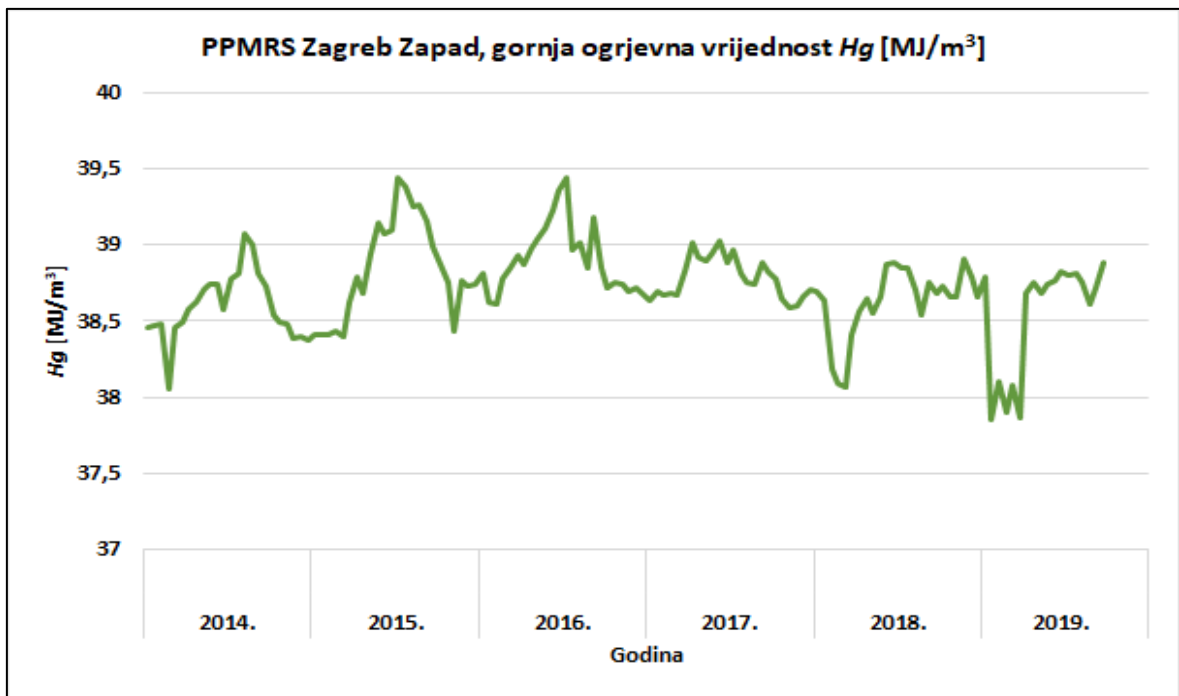


Slika 3-2. Relativna gustoća plina u odnosu na zrak na PPMRS Zagreb Jug od ožujka 2015. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2015-2019)

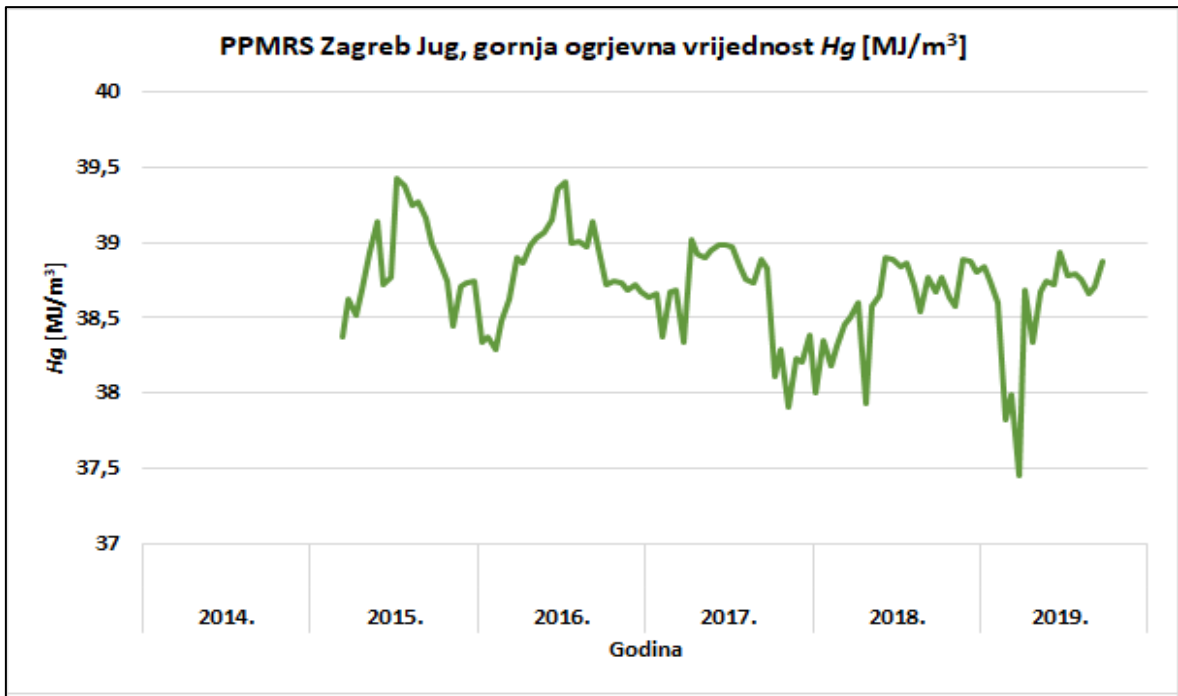


Slika 3-3. Relativna gustoća plina u odnosu na zrak na PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka) od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2014-2019)

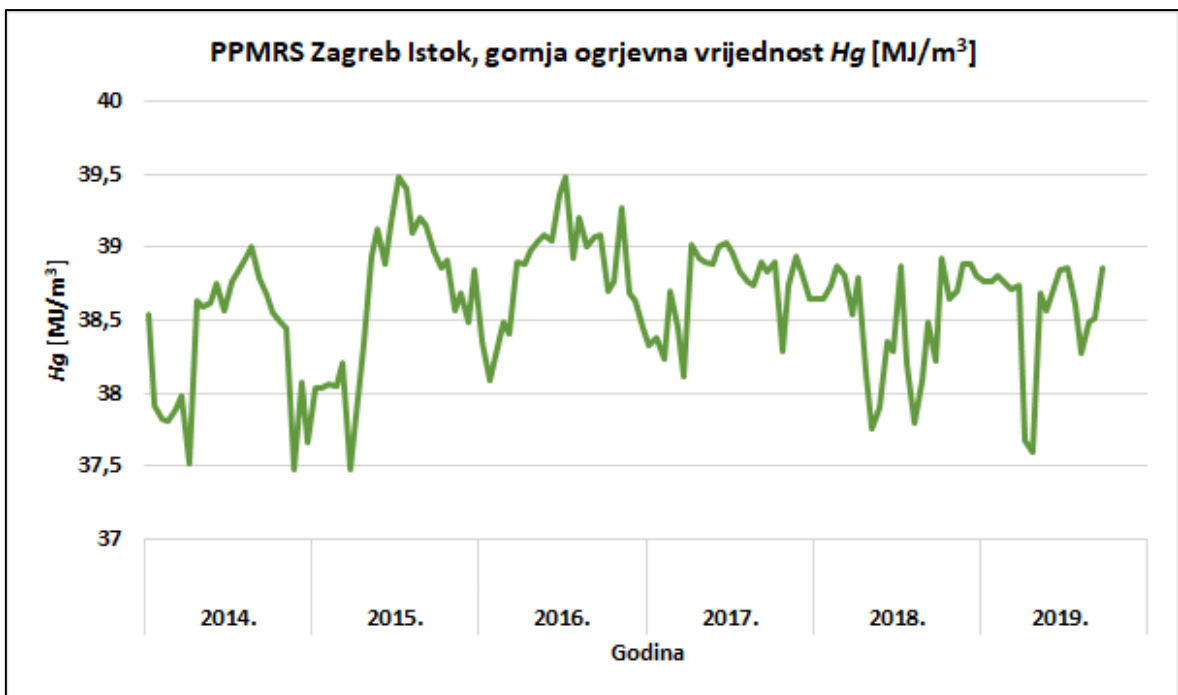
Na slikama 3-1., 3-2. i 3-3. prikazane su vrijednosti relativne gustoće plina u odnosu na zrak na tri specifične točke izmjerene od strane Plinacro-a d.o.o. od 2014. godine do 2019. godine. U slučaju PPMRS Zagreb Jug je redovna dvotjedna kromatografska analiza započeta u ožujku 2015. godine. Relativna gustoća se u sva tri slučaja kretala većinom sezonski, gdje veći iznosi su prisutni u ljetnim mjesecima, dok su manji iznosi prisutni u zimskim mjesecima. Iz toga se može zaključiti kako u plinu nalazimo veću količinu težih komponenata (etana) u ljetnim mjesecima u odnosu na zimske mjesece.



Slika 3-4. Gornja ogrjevna vrijednost na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2014-2019)

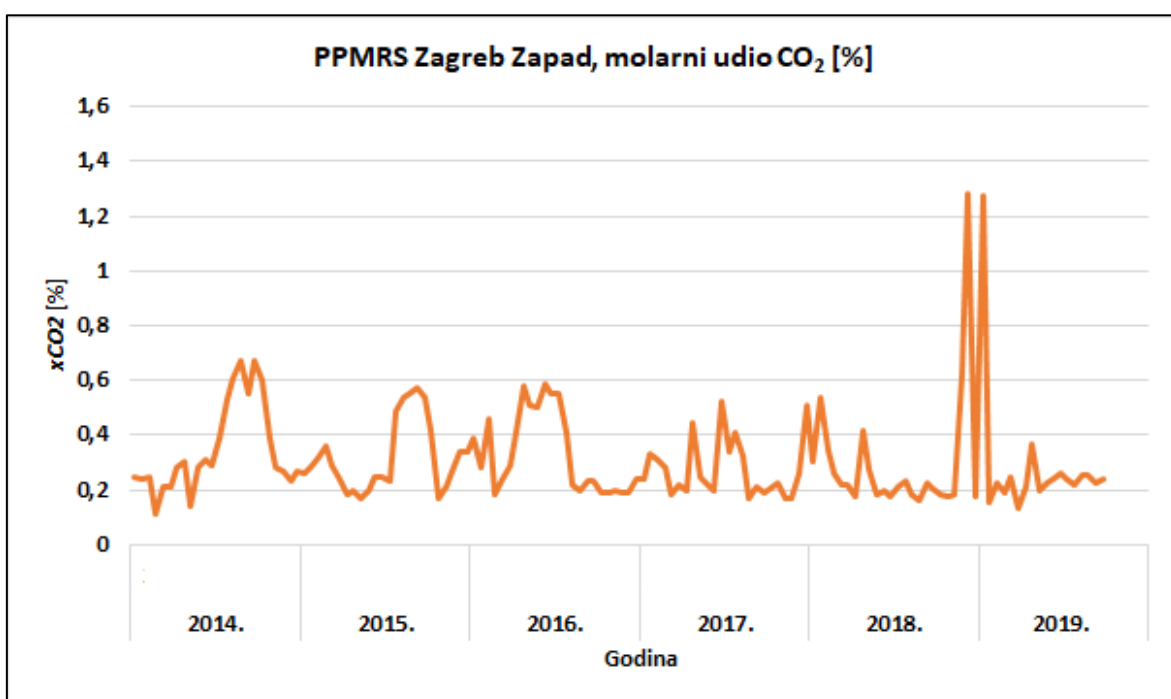


Slika 3-5. Gornja ogrjevna vrijednost na PPMRS Zagreb Jug od ožujka 2015. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2015-2019)

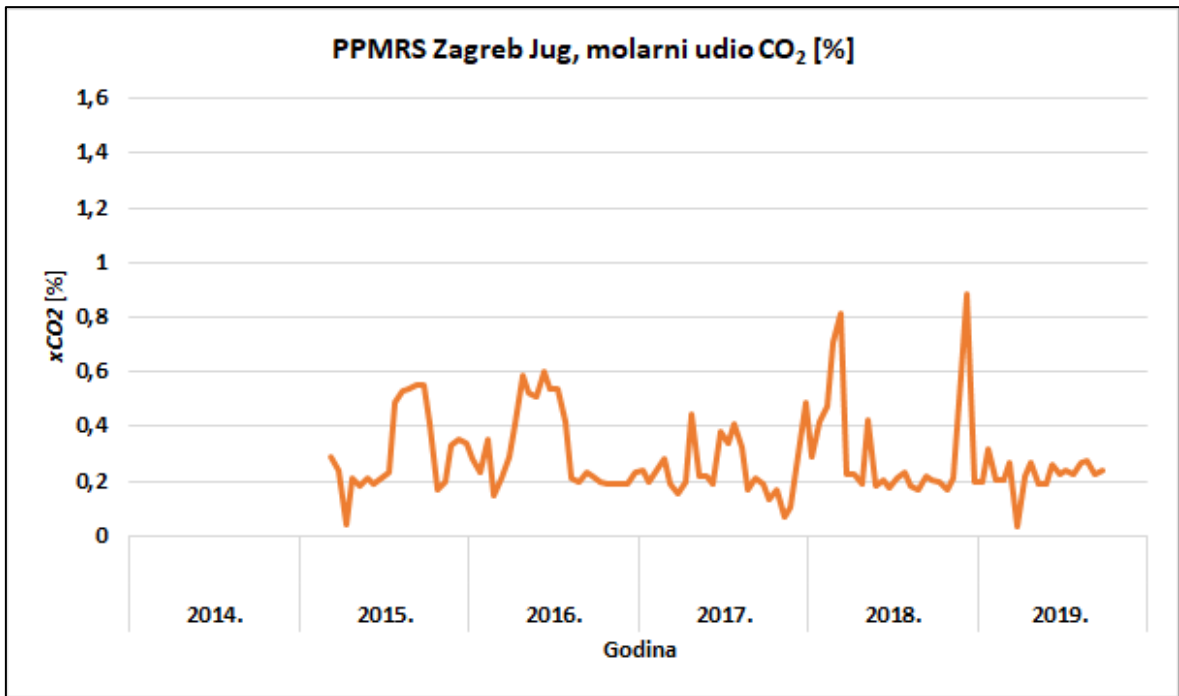


Slika 3-6. Gornja ogrjevna vrijednost na PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka) od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2014-2019)

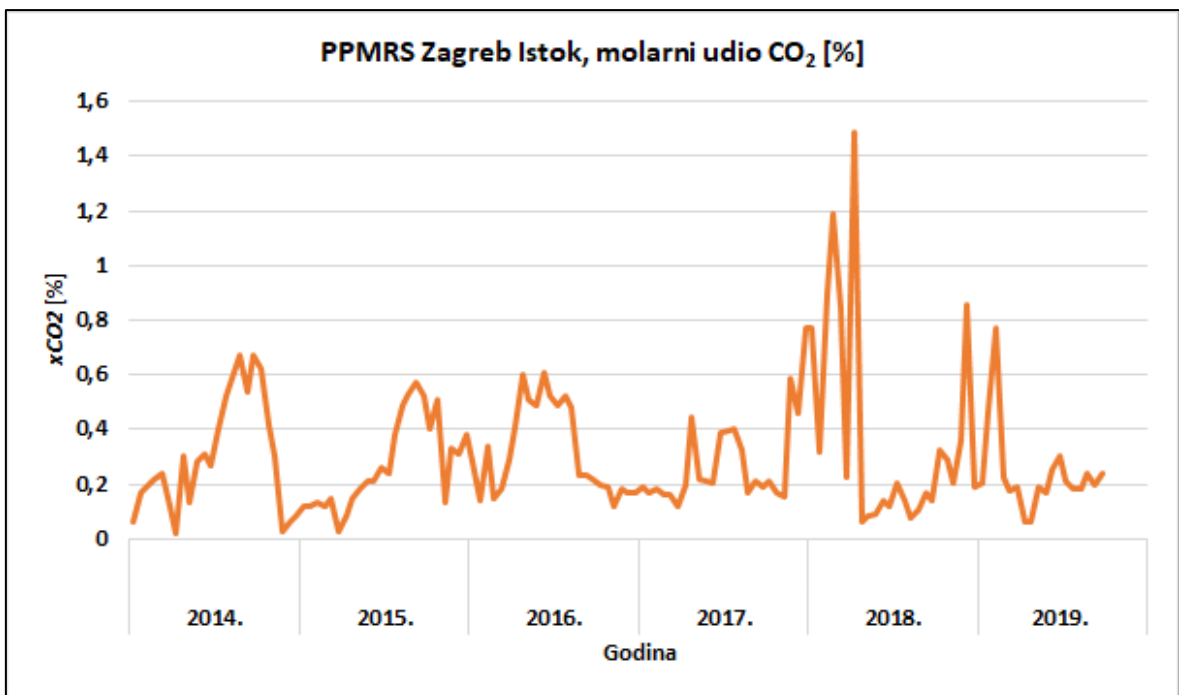
Na slikama 3-4., 3-5. i 3-6. prikazane su vrijednosti gornje ogrjevne vrijednosti plina na tri specifične točke izmjerene od strane Plinacro-a d.o.o. od 2014. godine do listopada 2019. godine (osim za PPMRS Zagreb Jug iz ranije navedenih razloga). Gornje ogrjevne vrijednosti plina uglavnom prate kretanje vrijednosti relativne gustoće plina te također imaju sezonski karakter gdje veće ogrjevne vrijednosti nalazimo u ljetnim mjesecima dok su tijekom zimskih mjeseci niže. Teže komponente u plinu (etan) imaju veću ogrjevnu vrijednost stoga osim povećanja relativne gustoće plina također uzrokuju i povećanje gornje ogrjevne vrijednosti plina.



Slika 3-7. Molarni udio CO₂ na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2014-2019)



Slika 3-8. Molarni udio CO₂ na PPMRS Zagreb Jug od ožujka 2015. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2015-2019)



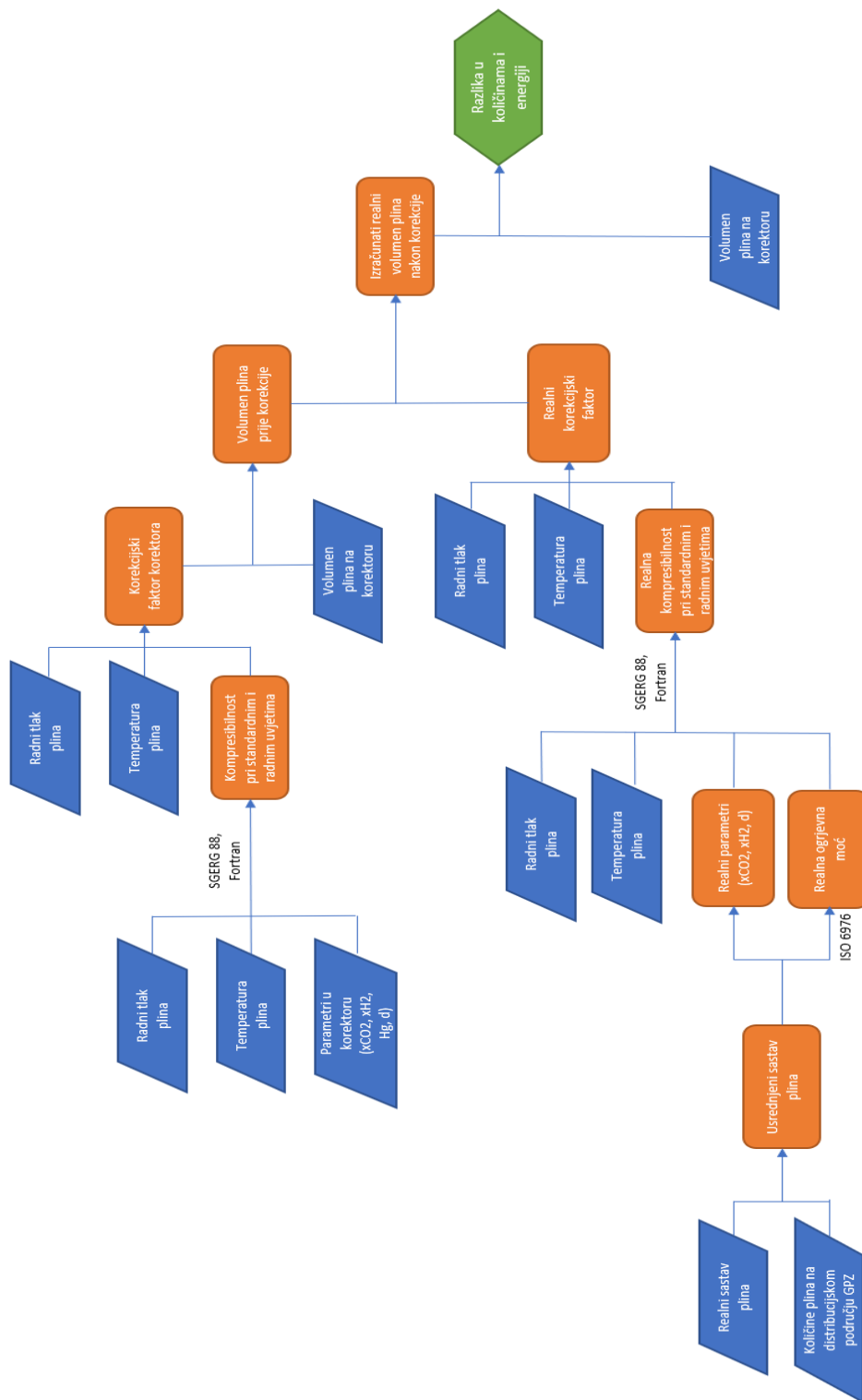
Slika 3-9. Molarni udio CO₂ na PPMRS Zagreb Istok (Ivanja Reka) od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema Plinacro 2014-2019)

Na slikama 3-7., 3-8. i 3-9. prikazane su vrijednosti molarnog udjela CO₂ na tri specifične točke izmjerene od strane Plinacro-a d.o.o. od 2014. godine do listopada 2019. godine (osim za PPMRS Zagreb Jug iz ranije navedenih razloga). Vrijednosti molarnog udjela CO₂ do zime 2017. godine uglavnom su imale sezonski karakter gdje veće vrijednosti nalazimo ljeti, dok zimi nalazimo manje vrijednosti. Nakon zime 2017. godine vrijednost molarnog udjela CO₂ postaju veće u zimskim mjesecima, a manje u ljetnim.

Korektori volumena plina korekcije provode uz pomoć izraza 2-2 i 2-3, gdje se osim volumena tlaka i temperature plina također u obzir uzima i faktor kompresibilnosti. Kao što je ranije navedeno, faktor kompresibilnosti plina u slučaju GPZ-a d.o.o. računa se pomoću SGERG-88 metode gdje su ulazni parametri, uz tlak i temperaturu plina koji se mjere u realnom vremenu, relativna gustoća plina u odnosu na zrak, molarni udio CO₂, molarni udio H₂ i gornja ogrjevna vrijednost (pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno 25 °C za izgaranje). Korektori se ispituju i umjeravaju svakih 5 godina pri čemu se u njih upisuju ulazni parametri za SGERG-88 metodu izračunati kao usrednjene vrijednosti za distribucijsko područje GPZ-a d.o.o. To u praksi znači da korektor određuje kompresibilnost plina, u konačnici i korekcijski faktor, s konstantnim vrijednostima ulaznih parametara u cijelom razdoblju od 5 godina kada je postavljen na lokaciji dok se vrijednosti navedenih ulaznih parametara, odnosno sastava plina, mijenjaju na dnevnoj bazi. Iz tog razloga konstantno nastaje greška prilikom računanja korekcijskog faktora, što u konačnici dovodi do greške u iskazanim količinama volumena plina odnosno ukupne energije predane korisniku. U narednim poglavljima prikazan je postupak izračuna greške koja nastaje razlikom između ulaznih parametara, upisanih u korektore volumena plina prilikom njihova ispitivanja i umjeravanja, i realnih vrijednosti na distribucijskom području GPZ-a d.o.o.

4. ODREĐIVANJE UTJECAJA VARIJACIJE SASTAVA PLINA NA UKUPNO ISKAZANE KOLIČINE PLINA I ENERGIJU KOD KRAJNJIH KORISNIKA S KOREKTOROM

Na slici 4-1. prikazan je dijagram toka koji opisuje postupak analize i obrade podataka uz pomoć programskog alata *MS Excel* i programskog jezika *Fortran*.



Slika 4-1. Dijagram toka kao vizualni prikaz toka analize i obrade podataka

Ovo poglavlje prikazuje postupke analize ulaznih podataka poput radne temperature i tlaka plina te parametara upisanih u korektore prilikom njihova ispitivanja i umjeravanja odnosno gornje ogrjevne vrijednosti, relativnu gustoću i molarne udjele CO₂ i H₂. Također je prikazano usrednjavanje sastava plina na karakterističnim točkama distribucijskog sustava s obzirom na predane količine plina te određivanje ogrjevne vrijednosti i relativne gustoće uz pomoć ISO 6976 norme. Uz pomoć navedenih podataka računati su faktori kompresibilnosti plina za radne i standardne uvjete (pomoću SGERG88 metode), korekcijski faktori te u konačnici količine plina prije korekcije. Korištenjem izračunatih korekcijskih faktora za radne uvjete i usrednjene sastave plina određene su nove, realne količine plina na svakom zasebnom korektoru koje su uspoređene s izmjerenima te je kvantificirana razlika u energiji.

4.1. Analiza parametara i količina plina na korektorima volumena plina

Za potrebe analize bilo je potrebno prikupiti podatke o vrijednostima relativne gustoće plina u odnosu na zrak, molarnog udjela CO₂, molarnog udjela H₂, gornje ogrjevne vrijednosti (pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno 25 °C za izgaranje) koje su upisane u svaki zasebni korektor prilikom njegova ispitivanja i umjeravanja. Podaci o navedenim parametrima upisuju se nakon ispitivanja i umjeravanja korektora u Izvještaj o ispitivanju korektora. Pristupom arhivi GPZ-a d.o.o., odnosno izvještajima o ispitivanju korektora prikupljeni su parametri svih korektora koji su bili dostupni. Također je bilo potrebno prikupiti podatke o količinama plina koje su izmjerene na svakom od korektora. Korektori volumena plina na distribucijskom području GPZ-a d.o.o. imaju mogućnost slanja podataka o izmjerenim količinama plina nakon korekcije u središnjicu firme gdje se navedeni podaci prikupljaju. Uz pomoć GPZ-a d.o.o. omogućen je pristup podacima o količinama plina nakon korekcije na svakom korektoru izmjerenim unutar jednog mjeseca za razdoblje od 2014. godine do listopada 2019. godine te radnim tlakovima plinomjera s kojima su korektori povezani. Podaci o parametrima upisanim u korektore prilikom njihova ispitivanja i umjeravanja povezani su podacima o količinama plina nakon korekcije i radnim tlakovima na svakom korektoru, te je dobiven detaljan pregled 119 korektora volumena plina postavljenih na distribucijskom području GPZ-a d.o.o. Ukupna brojka svih korektora na navedenom području je veća od navedene, međutim u ovaj rad uključeni su svi korektori do čijih se podataka moglo doći, dok je dio zanemaren što će biti razjašnjeno u narednim poglavljima. U tablici 4-1. prikazani su podaci o serijskom broju svakog korektora, godine kada je postavljen, odnosno kada je potrebno novo ispitivanje i umjeravanje, radnom tlaku

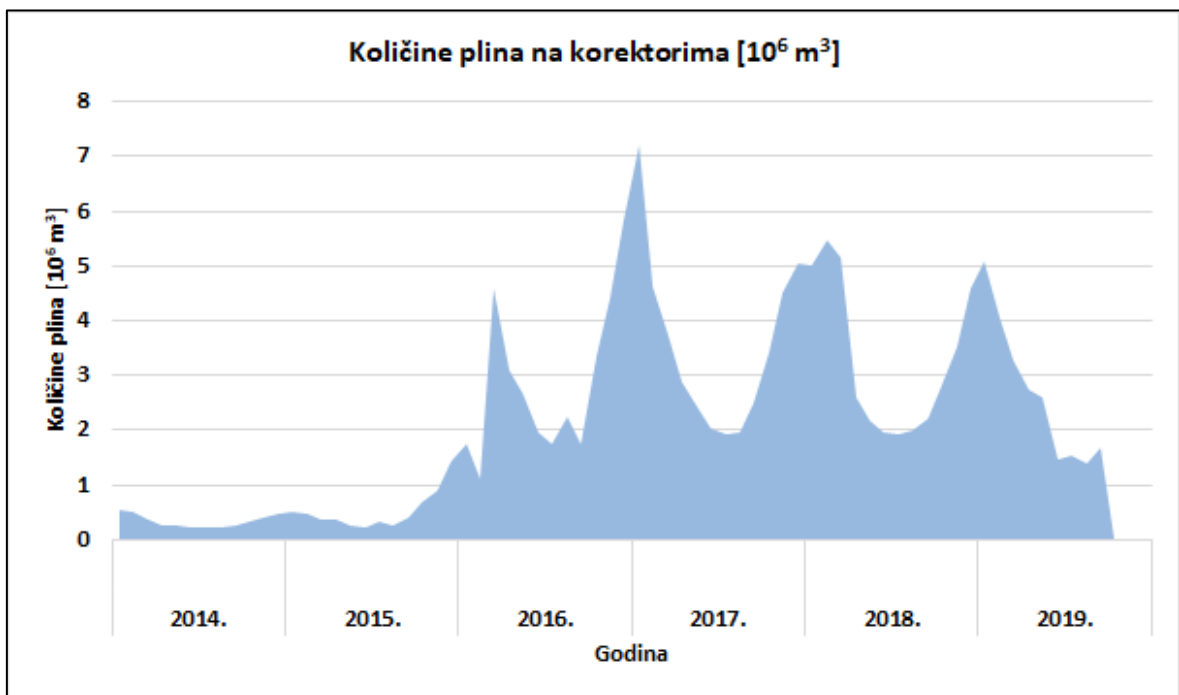
plinomjera i karakteristikama plina odnosno vrijednostima molarnog udjela CO₂ i H₂ te relativne gustoće plina i gornje ogrjevne vrijednosti (pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno 25 °C za izgaranje).

Tablica 4-1. Podaci o parametrima korektora volumena plina

Tvornički broj	Postavljen	Vrijedi do	Radni tlak [10 ⁵ Pa]	Gornja ogrjevna moć [MJ/m ³]	Relativna gustoća [-]	Molarni udio CO ₂ [%]	Molarni udio H ₂ [%]
3401974726	2015	2020	3,049	37,98	0,5705	0,002	0,008
3402918919	2016	2021	2,312	40,7016	0,5828	0,3	0
43875	2011	2016	1,052	37,98	0,5692	0,002	0
43873	2019	2024	1,068	40,54713	0,584	0,279	0
3401453540	2019	2024	1,056	40,54713	0,584	0,279	0
40288	2015	2020	1,043	37,98	0,5705	0,002	0,008
43873	2014	2019	1,068	37,98	0,5754	0,001	0,01
05500726	2011	2016	1,121	37,98	0,5709	0,002	0,008
33649	2013	2018	1,055	37,98	0,5692	0,173	0
3403622989	2015	2020	1,063	37,98	0,5705	0,002	0,008
3403668861	2019	2024	1,047	40,54713	0,584	0,279	0
43873	2014	2019	1,068	37,98	0,5754	0,001	0,01
3402918903	2015	2020	1,124	37,98	0,5705	0,002	0,008
40281	2014	2019	1,56	37,98	0,5801	0,002	0
40280	2009	2014	1,074	37,98	0,5705	0,002	0,008
3403622985	2019	2024	1,092	40,54713	0,584	0,279	0
07505358	2015	2020	7,055	37,98	0,5705	0,002	0,008
08506556	2019	2024	1,325	40,54713	0,584	0,279	0
08506546	2009	2014	6,991	37,98	0,5705	0,002	0
3402918923	2017	2022	6,936	40,9644	0,5865	0,321	0
43882	2011	2016	1,036	37,98	0,5692	0,002	0
07505353	2017	2022	1,079	40,9644	0,5865	0,321	0
43888	2011	2016	1,058	37,98	0,5705	0,002	0,008
05500730	2017	2022	6,477	40,9644	0,5865	0,321	0
07505337	2012	2017	1,015	37,98	0,5705	0,17	0
08506555	2015	2020	1,354	37,98	0,5705	0,002	0,008
07505345	2017	2022	1,142	40,9644	0,5865	0,321	0
5500713	2017	2022	1,053	40,9644	0,5865	0,321	0
07505360	2012	2017	6,86	37,98	0,5692	0,173	0
40293	2017	2022	1,23	40,9644	0,5865	0,321	0
05500734	2019	2024	3,043	40,54713	0,584	0,279	0
05500714	20127	2017	1,054	37,98	0,5692	0,173	0
05500717	2017	2022	1,049	40,9644	0,5865	0,321	0
05500731	2013	2018	1,22	37,98	0,5692	0,173	0
08506557	2013	2018	6,958	37,98	0,7354	0,173	0
43881	2018	2023	6,929	40,5422	0,5827	0,266	0
33649	2018	2023	1,055	40,5422	0,5827	0,266	0
43884	2017	2022	2,057	40,9644	0,5865	0,321	0
43885	2012	2017	2,055	37,98	0,5705	0,002	0,008
08506544	2017	2022	6,991	40,9644	0,7577	0,321	0
07505346	2017	2022	6,948	40,9644	0,5865	0,321	0
07505357	2012	2017	1,06	37,98	0,5932	0,17	0
07505340	2013	2018	3,03	37,98	0,5692	0,173	0
08506554	2013	2018	3,033	37,98	0,5692	0,173	0
08506553	2019	2024	1,135	40,54713	0,584	0,279	0
05500734	2012	2017	3,043	37,98	0,5692	0,173	0
07505357	2018	2023	1,06	40,5422	0,5827	0,266	0
40289	2015	2020	3,333	37,98	0,5705	0,002	0,008
43679	2015	2020	1,05	37,98	0,5705	0,002	0,008
43886	2011	2016	1,042	37,98	0,5692	0,2	0
43881	2011	2016	6,929	37,98	0,5692	0,2	0
07505361	2014	2019	1,05	37,98	0,5705	0,002	0,008
3401453540	2014	2019	1,056	37,98	0,5705	0,002	0,008
3401974712	2017	2022	7,024	40,9644	0,5865	0,321	0
05500717	2011	2016	1,049	37,98	0,5692	0,002	0
05500728	2017	2022	2,968	40,9644	0,5865	0,321	0
07505350	2012	2017	1,053	37,98	0,5694	0,173	0
07505342	2017	2022	1,076	40,9644	0,5865	0,321	0
05500714	2017	2022	1,054	40,9644	0,5865	0,321	0
05500732	2012	2017	1,283	37,98	0,5692	0,173	0
08506549	2013	2018	1,061	37,98	0,5692	0,17	0
07505351	2012	2017	6,949	37,98	0,5692	0,173	0
3402918899	2017	2022	6,86	40,9644	0,5865	0,321	0
3401292188	2015	2020	6,964	37,98	0,5705	0,002	0,008
08506546	2015	2020	6,991	37,98	0,5705	0,002	0,008
01581002	2015	2020	2,92	37,98	0,5705	0,002	0,008
3403668863	2019	2024	6,665	40,54713	0,584	0,279	0
05500730	2012	2017	6,477	37,98	0,5692	0,173	0
3400544960	2013	2018	1,077	39,78	0,5683	0,145	0
07505337	2019	2024	1,015	40,54713	0,584	0,279	0
06504527	2019	2024	1,171	40,54713	0,584	0,279	0
05500729	2011	2016	1,053	37,98	0,5692	0,002	0
05500729	2017	2022	1,053	40,9644	0,5865	0,321	0
05500721	2011	2016	5,72	37,98	0,5692	0,002	0
07505346	2011	2016	6,948	37,98	0,5705	0,002	0,008
3402918905	2016	2021	6,922	40,7016	0,5824	0,295	0
43874	2015	2020	6,997	37,98	0,5705	0,002	0,008
43878	20117	2016	1,055	37,98	0,5705	0,002	0,008
07505347	2012	2018	1,074	37,98	0,5692	0,173	0
07505350	2017	2022	1,053	40,9644	0,5865	0,321	0
05500718	2013	2018	1,069	37,98	0,5705	0,17	0
3403400057	2017	2022	1,06	40,9644	0,5865	0,321	0
40282	2009	2014	1,036	37,98	0,5705	0,002	0,008
01581017	2015	2020	6,975	37,98	0,5705	0,002	0,008
01581019	2015	2020	6,846	37,98	0,5705	0,002	0,008
40287	2018	2023	1,065	40,5422	0,5827	0,266	0
40294	2017	2022	3,012	40,9644	0,5865	0,321	0
43884	2012	2017	2,057	37,98	0,5692	0,173	0

Tvornički broj	Postavljen	Vrijedio	Radni tlak [10^5 Pa]	Gornja grijevna moć [MJ/m^3]	Relativna gustoća [-]	Molarni udio CO_2 [%]	Molarni udio H_2 [%]
3402918907	2017	2022	3,021	40,9644	0,5865	0,321	0
005500723	2012	2017	1,091	37,98	0,5692	0,173	0
40280	2019	2024	1,074	40,54713	0,584	0,279	0
40285	2015	2020	1,07	37,98	0,5705	0,002	0,008
40284	2015	2020	1,45	37,98	0,5705	0,002	0,008
40288	2011	2016	1,043	37,98	0,5705	0,002	0,008
07505352	2015	2020	6,933	37,98	0,5705	0,002	0,008
07505344	2012	2017	1,356	37,98	0,5692	0,173	0
08506545	2017	2022	1,078	40,9644	0,5865	0,321	0
3401292189	2014	2019	1,039	40,68	0,5704	0	0
08506549	2019	2024	1,061	40,54713	0,584	0,279	0
40290	2011	2016	1,104	37,98	0,5692	0,002	0,008
05500713	2011	2016	1,053	37,98	0,5705	0,002	0,008
3401974724	2016	2021	1,091	40,7016	0,5824	0,295	0
08506542	2012	2017	1,405	37,98	0,5692	0,173	0
3403400063	2017	2022	1,437	40,9644	0,5865	0,321	0
3401751347	2015	2021	2,92	37,98	0,5705	0,002	0,008
3402918914	2016	2021	1,094	40,7016	0,5824	0,295	0
40280	2015	2020	1,074	37,98	0,5705	0,002	0,008
07505341	2012	2017	1,605	37,98	0,5692	0,173	0
40287	2012	2017	1,065	37,98	0,5704	0,17	0
06504527	2013	2018	1,171	37,98	0,5692	0,173	0
3402918915	2016	2021	1,119	40,7016	0,5824	0,295	0
3401200854	2013	2018	6,971	37,98	0,57	0	0
05500720	2012	2017	1,128	37,98	0,5696	0,173	0
08506542	2017	2022	1,405	40,9644	0,5865	0,321	0
3403400062	2017	2022	1,528	40,9644	0,5865	0,321	0
11000001789	2017	2022	1,102	40,9644	0,5865	0,321	0
40287	2009	2014	1,065	37,98	0,5705	0,002	0,008
08506556	2014	2019	1,325	37,98	0,5754	0,001	0
43876	2011	2016	1,052	37,98	0,5705	0,002	0,008

Na slici 4-2. prikazane su ukupne izmjerene mjesečne količine plina nakon korekcije na svih 119 korektora volumena plina u razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine.



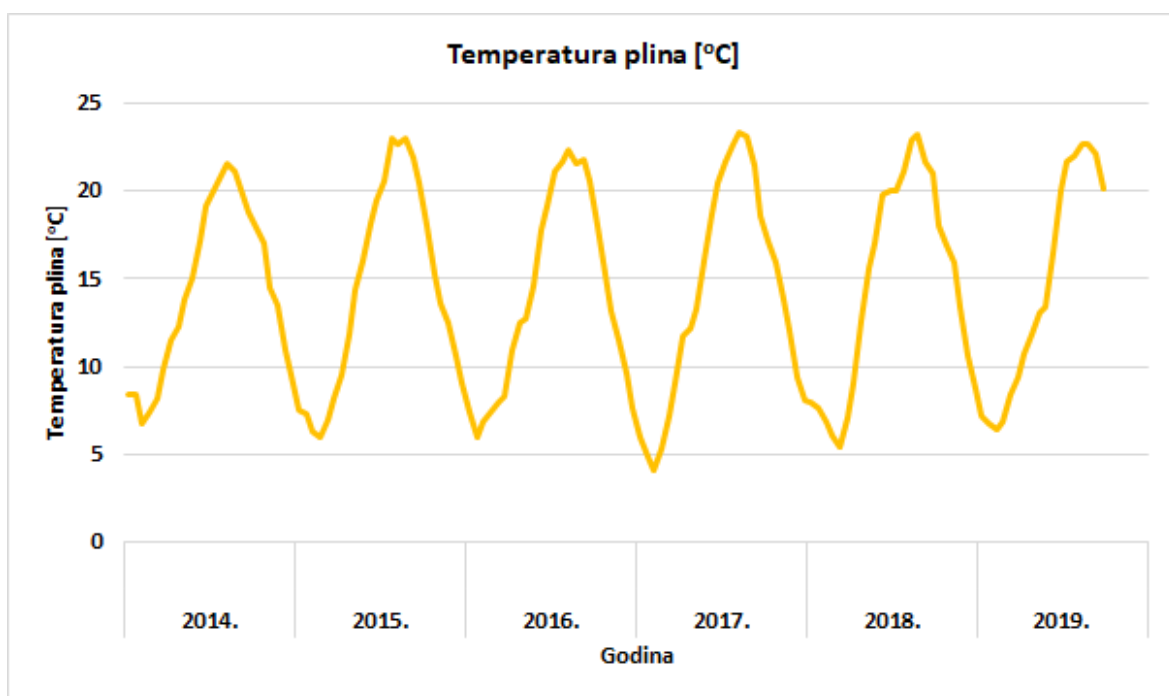
Slika 4-2. Količine plina nakon korekcije na korektorima volumena plina od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema podacima GPZ-a d.o.o. 2014-2019)

Količine plina izmjerene na korektorima volumena plina kroz 2014. godinu i 2015. godinu su mnogo niže nego ostalih godina. Razlog tome nije poznat te je vjerojatno riječ u gubitku podataka prilikom komunikacije s korektorom.

4.2. Analiza temperature plina

Temperatura plina koji prolazi kroz plinomjer povezan s korektorom volumena plina ovisi o temperaturi zemlje na dubini na kojoj je plinovod položen. Kako se u pravilu plinovodi ugrađuju na dubini od 1 m, također uzimajući u obzir da brzine strujanja plina ne premašuju 20 m/s, plin poprima temperaturu okolnog tla na toj dubini.

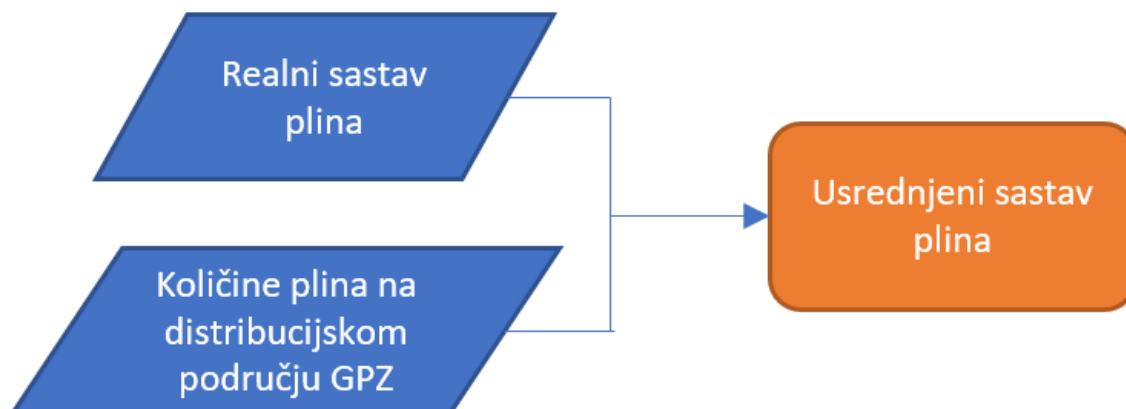
Za potrebe proračuna Državni hidrometeorološki zavod (DHMZ) ustupio je podatke o prosječnim dnevnim temperaturama tla na dubini od 1 m, izmjerenim na mjernoj postaji Maksimir u razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine. Mjereni podaci smatraju se reprezentativnim za cijelo distribucijsko područje GPZ-a. Kako se količine plina izmjerene na korektorima navedene u poglavlju 4.1. odnose na obračunska razdoblja od jednog mjeseca, tako su za potrebe daljnjeg proračuna određene srednje mjesečne vrijednosti temperatura koje su prikazane na slici 4-3.



Slika 4-3. Kretanje temperature plina od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema DHMZ)

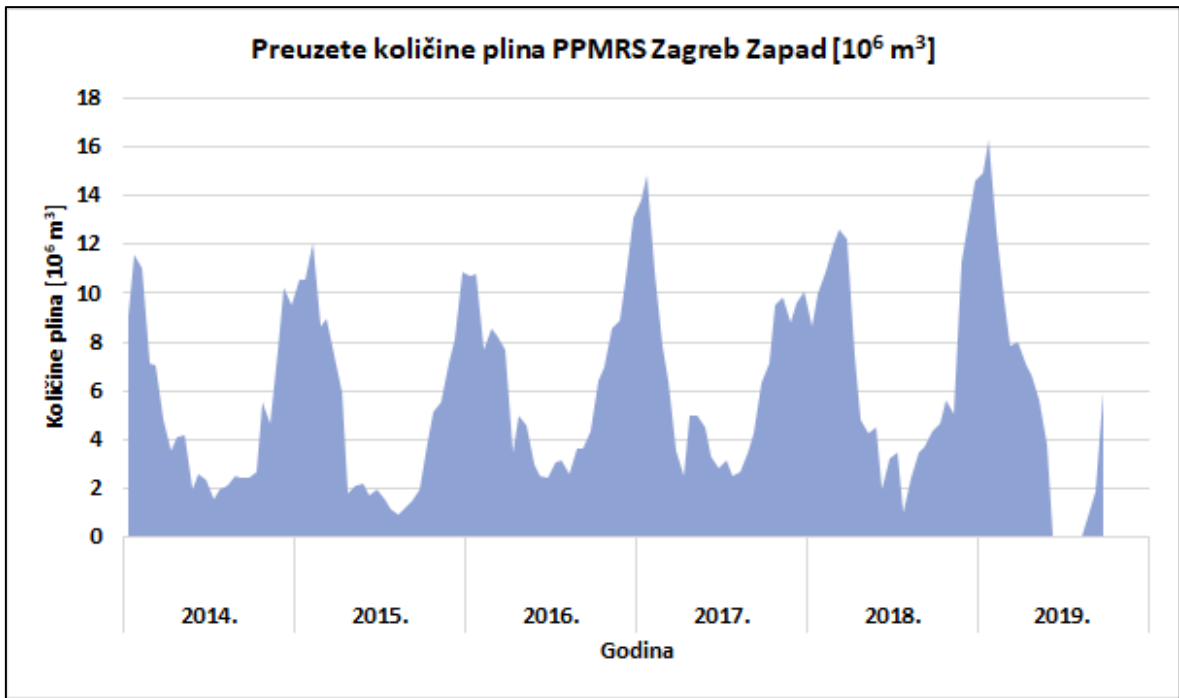
4.3. Usrednjavanje sastava plina

Na slici 4-4. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak analize i obrade podataka izvedene u ovom poglavlju.

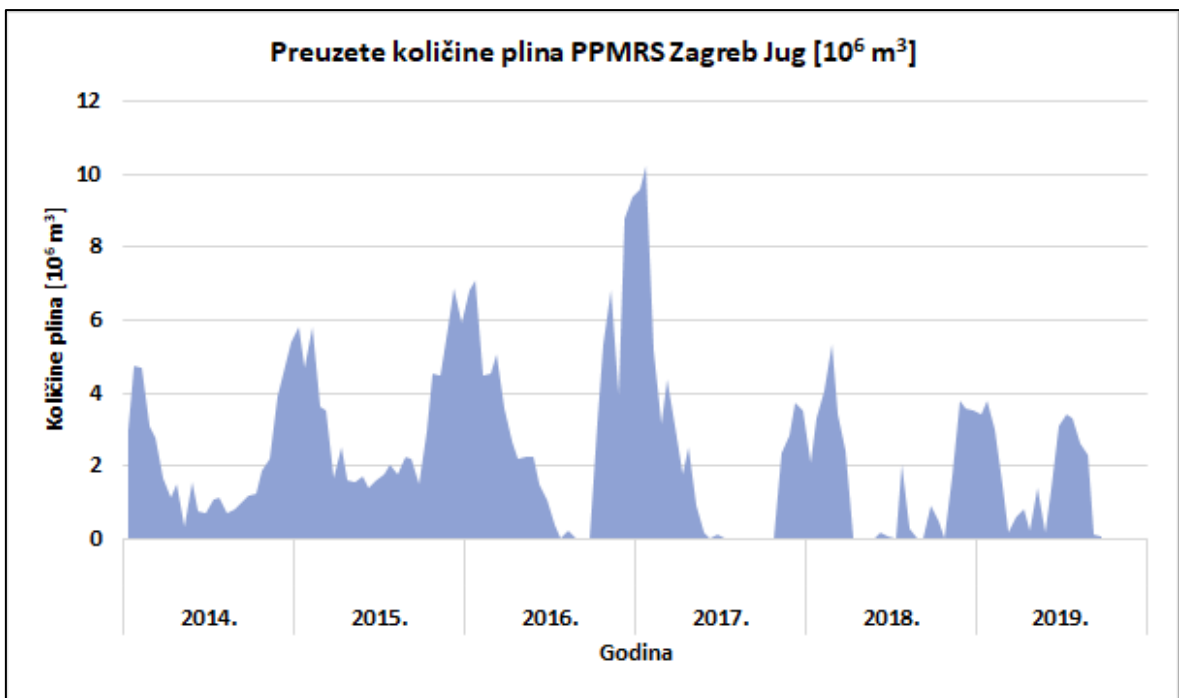


Slika 4-4. Dijagram toka kao vizualni prikaz analize i obrade podataka poglavlja 4.3.

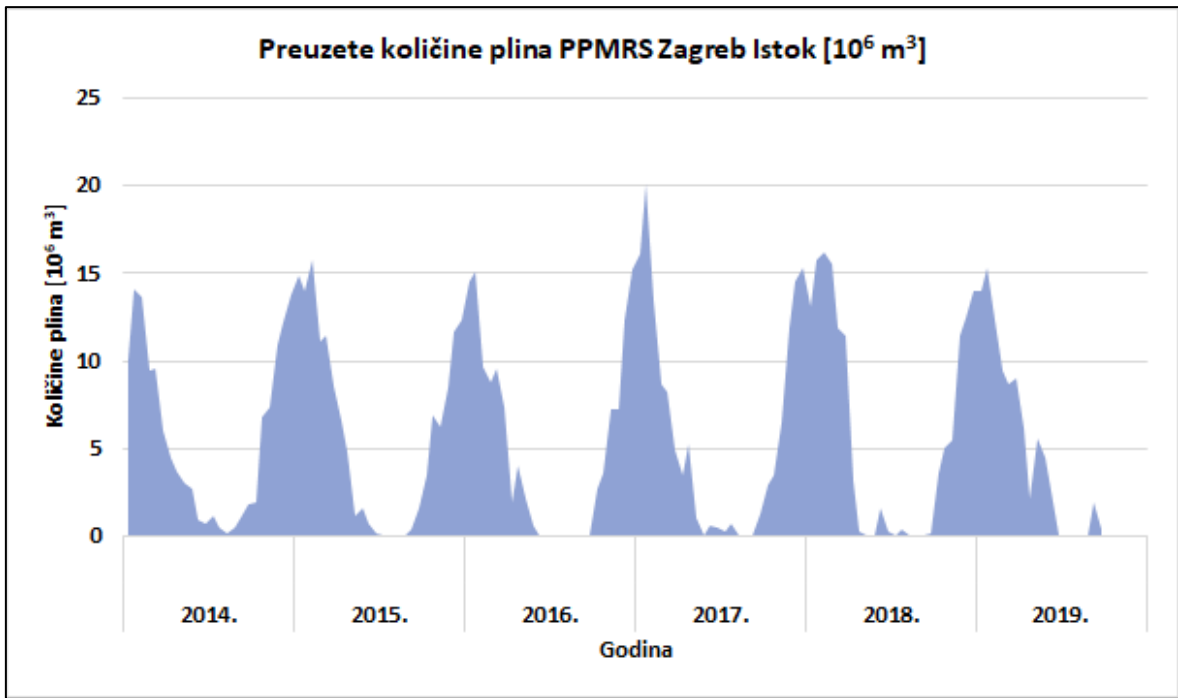
Za potrebe analize bilo je potrebno odrediti srednje, realne vrijednosti svake pojedine komponente sastava plina na distribucijskom području GPZ-a d.o.o. Srednje vrijednosti svake komponente određene su za svaku karakterističnu točku sustava: PPMRS Zagreb Zapad, PPMRS Zagreb Jug, PPMRS Zagreb Istok i PPMRS Zagreb Ivanja Reka. One su izračunate povezivanjem podataka o sastavu plina koje objavljuje Plinacro d.o.o. na dvotjednoj bazi te podacima o preuzetim količinama plina na svakoj od navedenih točaka koji su prikupljeni uz pomoć GPZ-a d.o.o. Podaci o karakteristikama plina korišteni u postupku usrednjavanja sastava plina predstavljeni su u poglavlju 3. Od strane GPZ-a d.o.o. preuzeti su podaci o količinama plina na ulazu u distributivnu mrežu na dnevnoj bazi za 4 karakteristične točke sustava. Kako se sastav plina na navedenim točkama, kromatografskom analizom od strane Plinacro-a d.o.o., određuje svaka dva tjedna tako su dnevne preuzete količine plina sumirane u navedenom razdoblju.



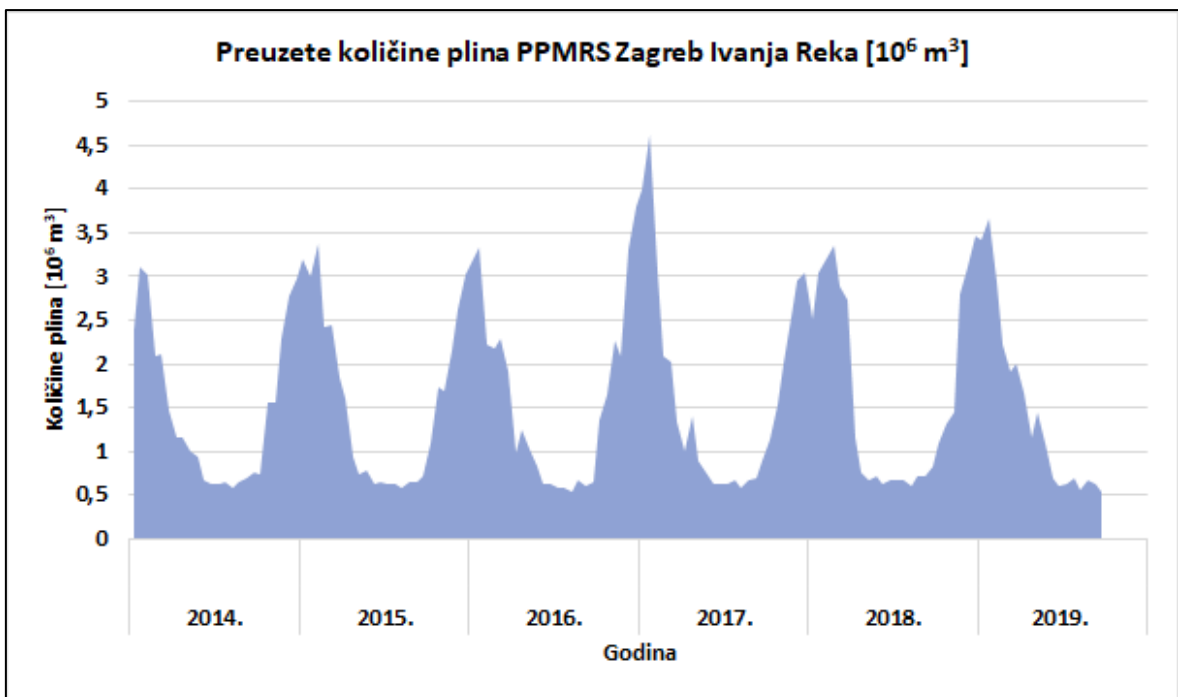
Slika 4-5. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Zapad od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema podacima GPZ-a d.o.o. 2014-2019)



Slika 4-6. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Jug od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema podacima GPZ-a d.o.o. 2014-2019)



Slika 4-7. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Jug od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema podacima GPZ-a d.o.o. 2014-2019)



Slika 4-8. Preuzete količine plina na PPMRS Zagreb Jug od 2014. godine do listopada 2019. godine (prema podacima GPZ-a d.o.o. 2014-2019)

Na slikama 4-5., 4-6., 4-7. i 4-8. prikazane su preuzete količine plina na četiri karakteristične točke sustava u razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine.

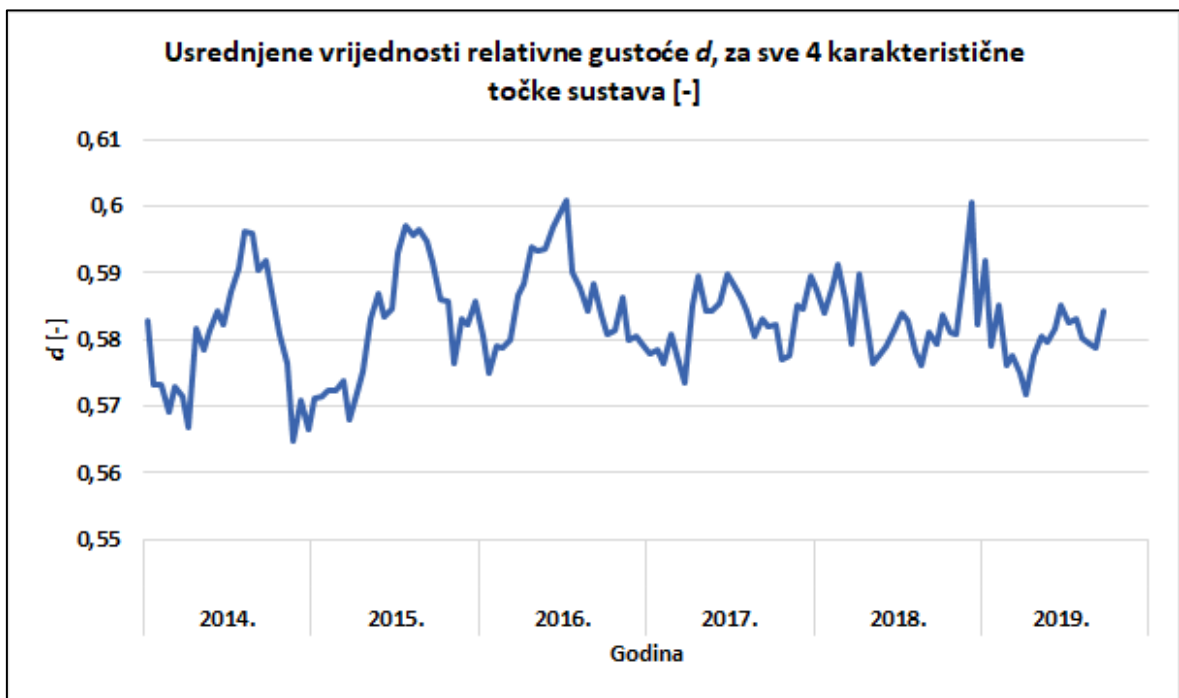
Srednje, ponderirane vrijednosti svake komponente plina, relativne gustoće i gornje ogrjevne vrijednosti, za vremenske periode od jednog mjeseca za sve 4 karakteristične točke sustava, u odnosu na količine plina, u vremenskom razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine, računane su u *MS Excelu* na temelju izraza 2-4 te je on u ovome slučaju bio definiran kao:

$$x_k = x_{k,ZGZAP} \frac{\Delta V_{ZGZAP}}{\sum_{j=1}^n \Delta V_{ZG,j}} + x_{k,ZGJUG} \frac{\Delta V_{ZGJUG}}{\sum_{j=1}^n \Delta V_{ZG,j}} + x_{k,ZG,IST} \frac{\Delta V_{ZG,IST}}{\sum_{j=1}^n \Delta V_{ZG,j}} + x_{k,ZGIR} \frac{\Delta V_{ZGIR}}{\sum_{j=1}^n \Delta V_{ZG,j}} \quad [-] \quad (4-1)$$

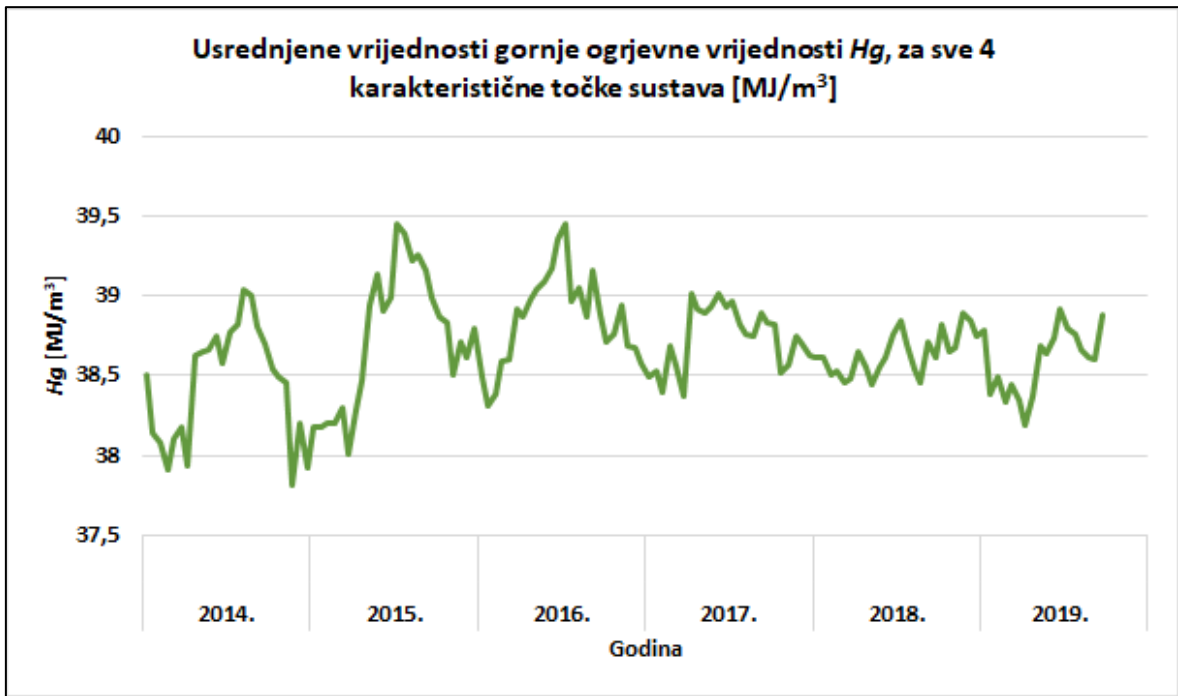
Gdje su:

- x_k – srednje vrijednost pojedine komponente za sve 4 promatrane točke u obračunskom razdoblju od mjesec dana u odnosu na količine plina [-],
- $x_{k,ZGZAP}$ – udio komponente plina na PPMRS Zagreb Zapad u obračunskom razdoblju od mjesec dana [-],
- $x_{k,ZGJUG}$ – udio komponente plina na PPMRS Zagreb Jug u obračunskom razdoblju od mjesec dana [-],
- $x_{k,ZG,IST}$ – udio komponente plina na PPMRS Zagreb Istok u obračunskom razdoblju od mjesec dana [-],
- ΔV_{ZGZAP} – količina plina na PPMRS Zagreb Zapad u obračunskom razdoblju od mjesec dana [m^3],
- ΔV_{ZGJUG} – količina plina na PPMRS Zagreb Jug u obračunskom razdoblju od mjesec dana [m^3],
- $\Delta V_{ZG,IST}$ – količina plina na PPMRS Zagreb Istok u obračunskom razdoblju od mjesec dana [m^3],
- ΔV_{ZGIR} – količina plina na PPMRS Zagreb Ivanja Reka u obračunskom razdoblju od mjesec dana [m^3],
- $\Delta V_{ZG,j}$ – zbroj količina plina na sve 4 promatrane točke u obračunskom razdoblju od mjesec dana [m^3],
- k – indeks komponente,
- j – indeks promatranih točaka.

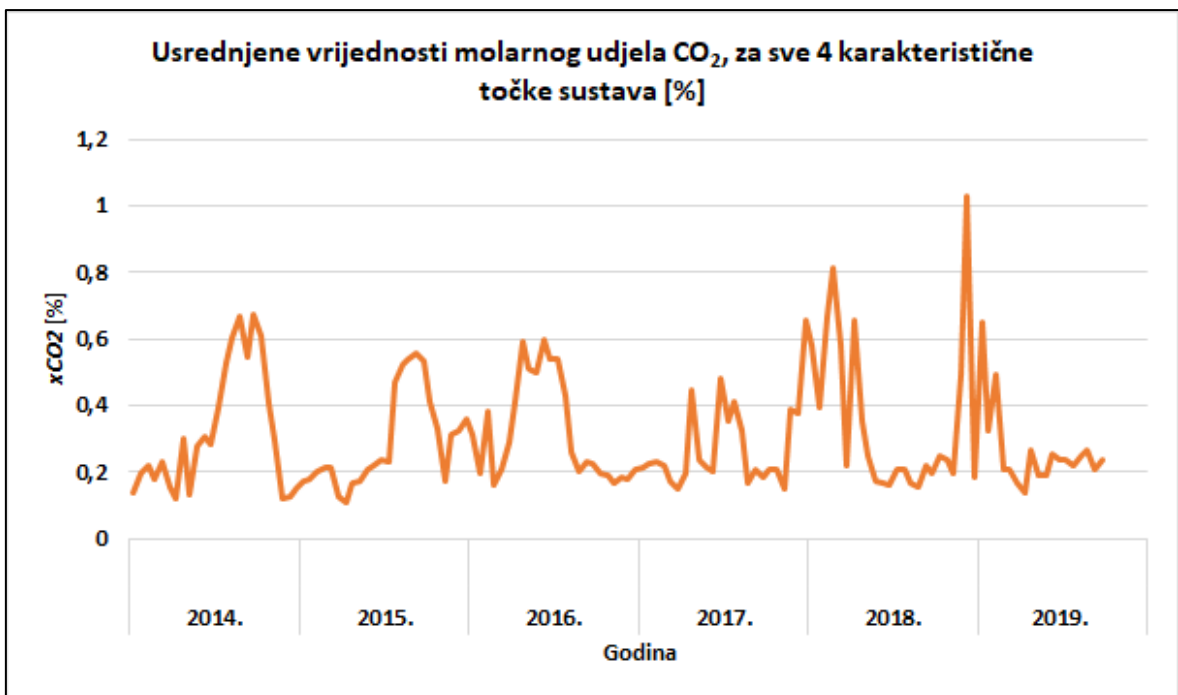
U slučaju računanja relativne gustoće i gornje ogrjevne vrijednosti, njihove vrijednosti zamijenjene su u izrazu 4-1 s udjelom pojedine komponente u obračunskom razdoblju od mjesec dana. Sastav plina na PPMRS Ivanja Reka u podacima Plinacro-a d.o.o. identičan je onima na PPMRS Zagreb Istok. Kod proračuna je u obzir uzeta činjenica da se kromatografska analiza plina na PPMRS Zagreb Jug vrši od ožujka 2015. godine.



Slika 4-9. Usrednjene vrijednosti relativne gustoće plina u odnosu na zrak za sve 4 karakteristične točke sustava od 2014. godine do listopada 2019. godine



Slika 4-10. Usrednjene vrijednosti gornje ogrjevne vrijednosti za sve 4 karakteristične točke sustava, pri uvjetima od 15 °C i 101325 Pa, od 2014. godine do listopada 2019. godine

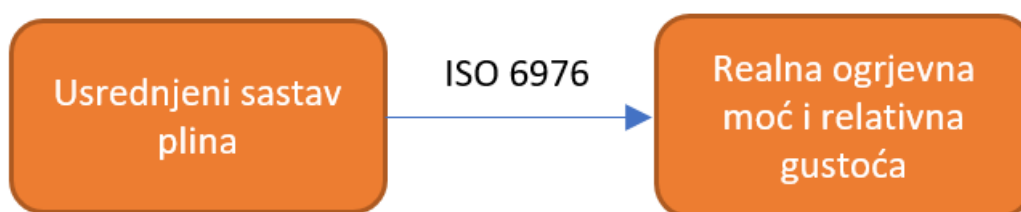


Slika 4-11. Usrednjene vrijednosti molarnog udjela CO₂ za sve 4 karakteristične točke sustava od 2014. godine do listopada 2019. godine

Na slikama 4-9., 4-10. i 4-11. prikazane su izračunate srednje ponderirane vrijednosti gornje ogrjevne vrijednosti, relativne gustoće plina te molarnog udjela CO₂ za sve 4 karakteristične točke sustava u odnosu na količine plina.

4.4. Određivanje gornje ogrjevne vrijednosti i relativne gustoće uz pomoć ISO 6976 standarda

Na slici 4-12. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak analize i obrade podataka izvedene u ovom poglavlju.



Slika 4-12. Dijagram toka kao vizualni prikaz analize i obrade podataka poglavlja 4.4.

Prije računanja kompresibilnosti plina uz pomoć SGERG-88 metode bilo je potrebno odrediti gornju ogrjevnu vrijednost i relativnu gustoću svakog usrednjenog sastava plina u obračunskim razdobljima od jednog mjeseca izračunatih u poglavlju 4.3. pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno 25 °C za izgaranje. Ovim postupkom također je bilo potrebno izračunati gornje ogrjevne vrijednosti usrednjenih sastava plina u obračunskim razdobljima od jednog mjeseca izračunatih u poglavlju 4.3. pri uvjetima za volumen od 15 °C i 101325 Pa, odnosno 15 °C za izgaranje kako bismo konačne rezultate razlike između količina plina izmjerenih na korektorima volumena plina i realnih izračunatih vrijednosti mogli usporediti energetski. Navedene vrijednosti računate su u *MS Excelu* uz pomoć ISO 6976 norme, europske norme za računanje ogrjevne vrijednosti, gustoće, relativne gustoće i Wobbe-ovog indeksa plina.

Prvi korak bio je odrediti molarnu masu svih komponenata i smjese plina u svakom obračunskom razdoblju uz pomoć formule:

$$M = \sum_{k=1}^n x_k \cdot M_k \text{ [gmol}^{-1}\text{]} \quad (4-2)$$

Gdje su:

- M – molarna masa smjese [gmol⁻¹],
- x_k – molarni udio komponente [-],
- M_k – molarna masa komponente [gmol⁻¹],
- k – indeks komponente.

Pri proračunu su korištene molarne mase komponenata plina navedene u tablici 4-2.

Tablica 4-2. Molarne mase komponenata korištene u izrazu 4-2. (prema HRN EN ISO 6976:2016)

Komponenta	Molarna masa M_k [gmol ⁻¹]
N ₂	28,20134
CO ₂	44,0095
C1	16,04246
C2	30,06904
C3	44,09562
i-C4	58,1222
n-C4	58,1222
i-C5	72,14878
n-C5	72,14878
C6+	86,17536

Nakon toga određena je gornja ogrjevna vrijednost svih komponenata i smjese plina u svakom obračunskom razdoblju izražena u kJmol⁻¹, za različite uvjete temperature, uz pomoć izraza:

$$H_{g,mol,t} = \sum_{k=1}^n x_k \cdot H_{g,mol,k,t} \text{ [kJmol}^{-1}\text{]} \quad (4-3)$$

Gdje su:

- $H_{g,mol,t}$ – gornja ogrjevna vrijednost smjese [kJmol⁻¹],
- x_k – molarni udio komponente [-],

- $H_{g,mol,k,t}$ – gornja ogrjevna vrijednost komponente [kJmol^{-1}],
- k – indeks komponente,
- t – uvjet temperature izgaranja [$^{\circ}\text{C}$].

Pri proračunu su korištene gornje ogrjevne vrijednosti komponenata navedene u tablicama 4-3. i 4-4.

Tablica 4-3. Gornje ogrjevne vrijednosti komponenata pri uvjetima temperature izgaranja od 25°C (prema HRN EN ISO 6976:2016)

Komponenta	Gornja ogrjevna moć H_{gk} , pri 25°C [kJmol^{-1}]
N_2	0
CO_2	0
C1	890,58
C2	1560,69
C3	2219,17
i-C4	2868,2
n-C4	2877,4
i-C5	3528,83
n-C5	3535,77
C6+	4194,95

Tablica 4-4. Gornje ogrjevne vrijednosti komponenata pri uvjetima temperature izgaranja od 15°C (prema HRN EN ISO 6976:2016)

Komponenta	Gornja ogrjevna moć H_{gk} , pri 15°C [kJmol^{-1}]
N_2	0
CO_2	0
C1	891,51
C2	1562,14
C3	2221,1
i-C4	2870,58
n-C4	2879,76
i-C5	3531,68
n-C5	3538,6
C6+	4198,24

Prije određivanja gornje ogrjevne vrijednosti izražene u MJ/m³ za svako obračunsko razdoblje, potrebno je odrediti faktor kompresibilnosti smjese plina za čiji je proračun potrebno odrediti sumacijski faktor smjese plina, za različite uvjete temperature i tlaku od 101325 Pa pri mjerenju volumena, koji računamo prema formuli:

$$s_t = \sum_{k=1}^n x_k \cdot s_{k,t,p} \quad [-] \quad (4-4)$$

Gdje su:

- s_t – sumacijski faktor smjese plina [-],
- x_k – molarni udio komponente [-],
- $s_{k,t,p}$ – sumacijski faktor komponente [-],
- k – indeks komponente
- t – uvjet temperature pri mjerenju volumena [°C],
- p – uvjet tlaka pri mjerenju volumena (101325 Pa).

Pri proračunu su korišteni sumacijski faktori komponenata navedeni u tablicama 4-5. i 4-6.

Tablica 4-5. Sumacijski faktori komponenata pri uvjetima temperature mjerenja volumena od 0 °C (prema HRN EN ISO 6976:2016)

Komponenta	Sumacijski faktor s_k pri 0 °C[-]
N ₂	0,0214
CO ₂	0,0821
C1	0,04886
C2	0,0997
C3	0,1465
i-C4	0,1885
n-C4	0,2022
i-C5	0,2458
n-C5	0,2586
C6+	0,3319

Tablica 4-6. Sumacijski faktori komponenata pri uvjetima temperature mjerenja volumena od 15 °C (prema HRN EN ISO 6976:2016)

Komponenta	Sumacijski faktor s_k pri 15 °C[-]
N ₂	0,017
CO ₂	0,0752
C1	0,04452
C2	0,0919
C3	0,1344
i-C4	0,1722
n-C4	0,184
i-C5	0,2361
n-C5	0,2251
C6+	0,3001

Nakon određivanja sumacijskih faktora smjese plina za različite uvjete temperature (0 i 15 °C) i tlaka od 101325 Pa određeni su faktori kompresibilnosti smjese plina za svako obračunsko razdoblje uz pomoć formule:

$$z_{t,p} = 1 - s_{t,p}^2 \quad [-] \quad (4-5)$$

Gdje su:

- $z_{t,p}$ – faktor kompresibilnosti smjese plina [-],
- $s_{t,p}$ – sumacijski faktor smjese plina [-],
- t – uvjet temperature pri mjerenju volumena [°C],
- p – uvjet tlaka pri mjerenju volumena (101325 Pa).

Relativne gustoće plinova u svakom obračunskom razdoblju, za različite uvjete temperature (0 i 15 °C) i tlaka od 101325 Pa određene su uz pomoć formule:

$$d_{t,p} = \frac{M}{M_{zrak}} \cdot \frac{z_{zrak,t,p}}{z_{t,p}} \quad [-] \quad (4-6)$$

Gdje su:

- $d_{t,p}$ – relativna gustoća smjese plina [-],
- M – molarna masa smjese [gmol^{-1}],
- M_{zrak} – molarna masa zraka ($28,96546 \text{ gmol}^{-1}$),
- $z_{zrak,t,p}$ – faktor kompresibilnosti zraka (za uvjete $0 \text{ }^\circ\text{C}/101325 \text{ Pa}$ iznosi $0,999419$, za uvjete $15 \text{ }^\circ\text{C}/101325 \text{ Pa}$ iznosi $0,999595$) [-],
- $z_{t,p}$ – faktor kompresibilnosti smjese plina [-],
- t – uvjet temperature pri mjerenju volumena [$^\circ\text{C}$],
- p – uvjet tlaka pri mjerenju volumena (101325 Pa).

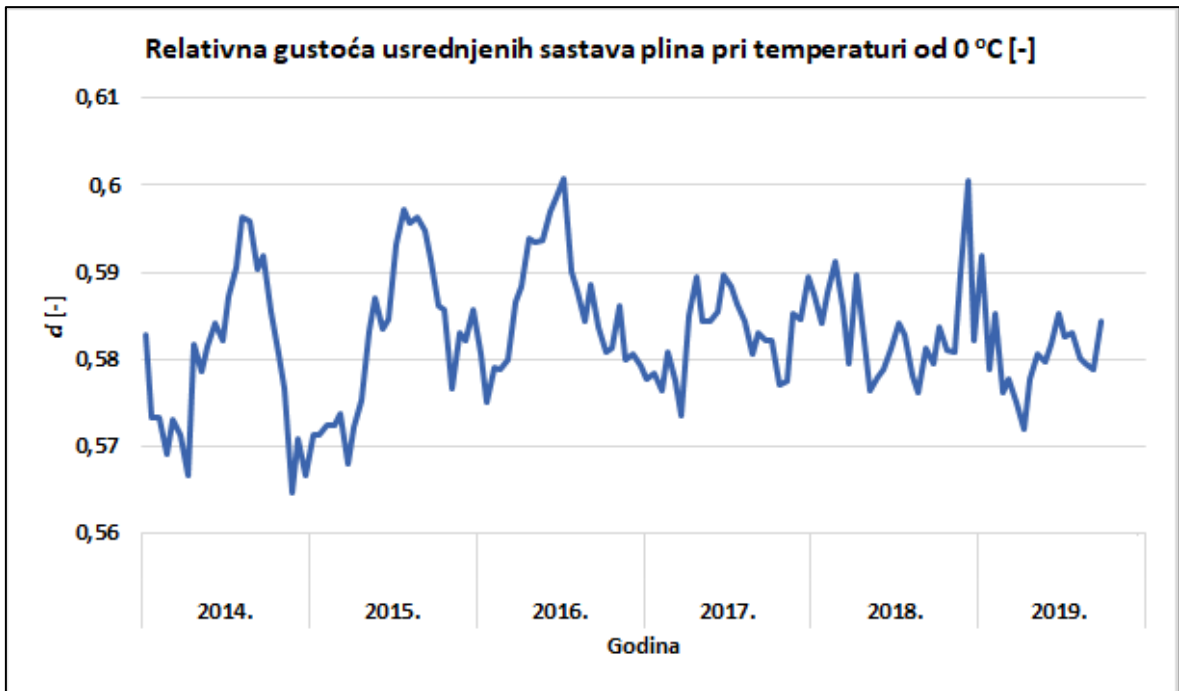
Gornje ogrjevne vrijednosti smjese plinova u svakom obračunskom razdoblju, izražene u MJ/m^3 za različite uvjete temperature izračunate su uz pomoć formule:

$$H_{g,t,p} = \frac{p_{st} \cdot H_{g,mol,t}}{z_{t,p} \cdot R \cdot T} \quad [\text{MJm}^{-3}] \quad (4-7)$$

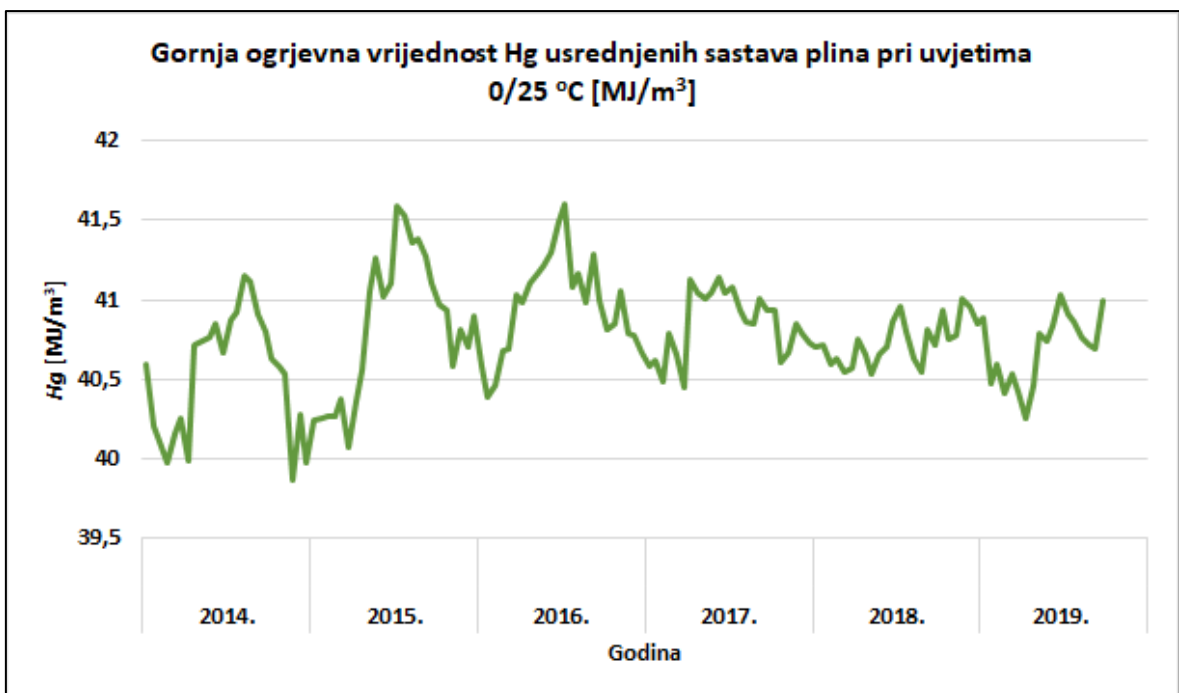
Gdje su:

- $H_{g,t,p}$ – gornja ogrjevna vrijednost smjese plina [MJ/m^3],
- p_{st} – tlak (101325 Pa),
- $H_{g,mol,t}$ – gornja ogrjevna vrijednost smjese iz izraza 4-3 [MJ/mol],
- $z_{t,p}$ – faktor kompresibilnosti smjese plina [-],
- R – opća plinska konstanta ($8,314462 \times 10^{-6} \text{ MJ/molK}$),
- T – temperatura [K].

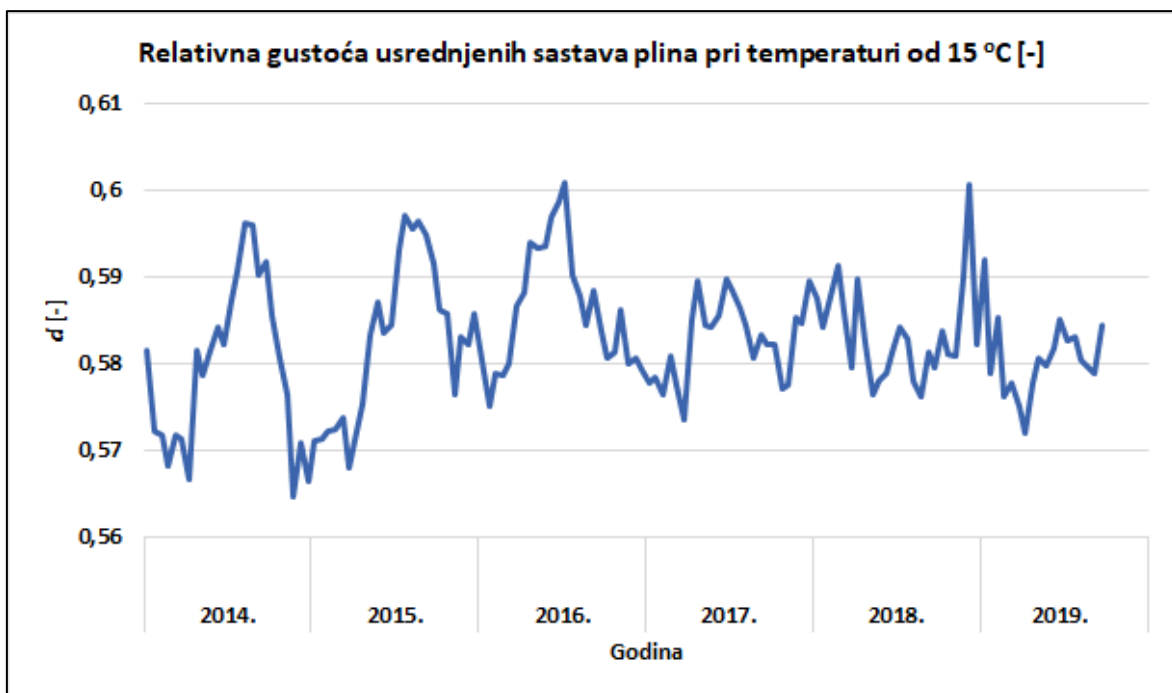
Vrijednosti gornje ogrjevne vrijednosti i relativne gustoće, za svako obračunsko razdoblje od jednog mjeseca, pri uvjetima za volumen od $0 \text{ }^\circ\text{C}$ i 101325 Pa , odnosno $25 \text{ }^\circ\text{C}$ za izgaranje te uvjetima za volumen od $15 \text{ }^\circ\text{C}$ i 101325 Pa , odnosno $15 \text{ }^\circ\text{C}$ za izgaranje, dobivene izrazima 4-6 i 4-7 prikazane su na slikama 4-13., 4-14., 4-15. i 4-16.



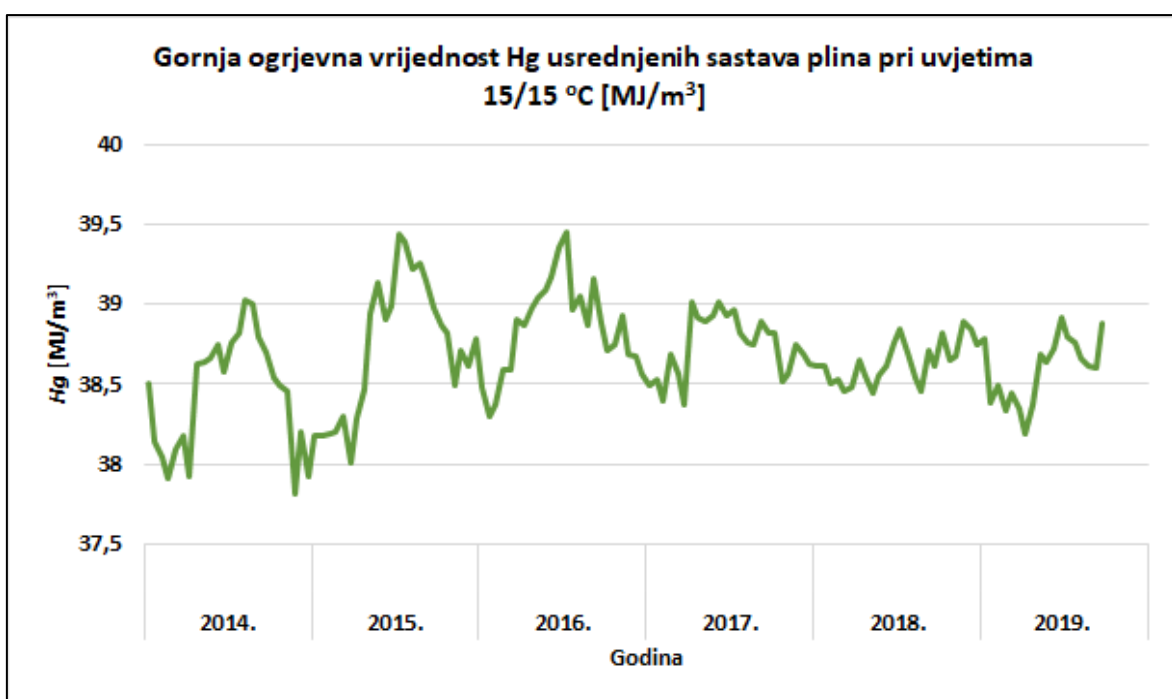
Slika 4-13. Relativna gustoća usrednjenih sastava plina pri temperaturi od 0 °C i 101325 Pa izračunata uz pomoć ISO 6976 norme



Slika 4-14. Gornja ogrjevna vrijednost usrednjenih sastava plina pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa odnosno 25 °C za izgaranje, izračunata uz pomoć ISO 6976 norme



Slika 4-15. Relativna gustoća usrednjenih sastava plina pri temperaturi od 15 °C i 101325 Pa izračunata uz pomoć ISO 6976 norme



Slika 4-16. Gornja ogrjevna vrijednost usrednjenih sastava plina pri uvjetima za volumen od 15 °C i 101325 Pa odnosno 15 °C za izgaranje, izračunata uz pomoć ISO 6976 norme

4.5. Izračun faktora kompresibilnosti plina uz pomoć SGERG-88 metode

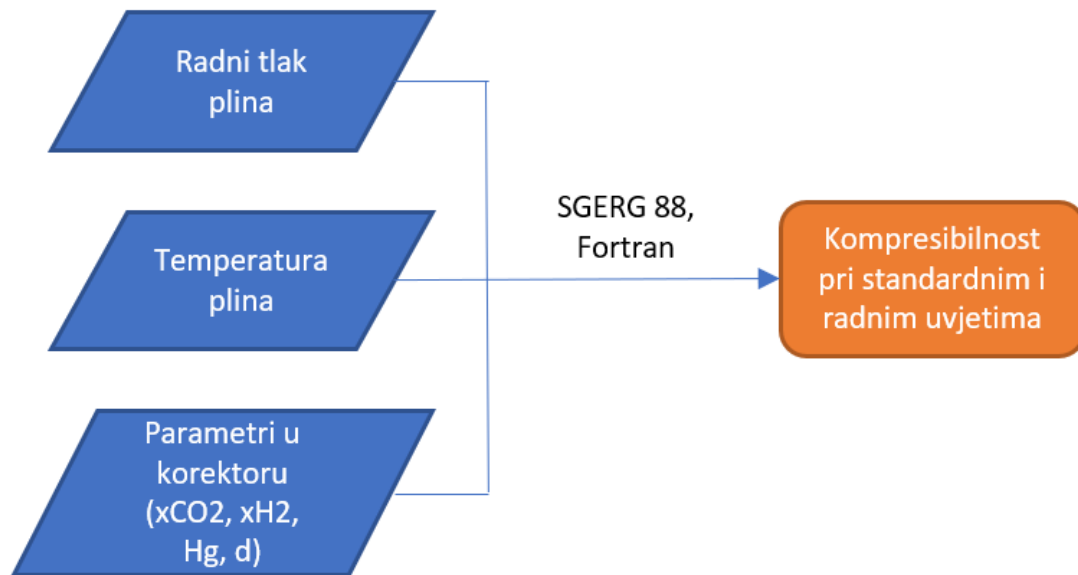
Norma HR EN ISO 12213-3 određuje metodu SGERG-88 kao metodu za određivanje faktora kompresibilnosti prirodnog plina unutar uvjeta u kojima on može postojati samo u plinovitom stanju. Metoda SGERG-88 koristi se kada su poznati gornja ogrjevna vrijednost, relativna gustoća, molarni udio CO₂ i molarni udio H₂ uz poznate uvjete tlaka i temperature. Metoda se primarno koristi za prirodni plin koji nalazimo u plinovodima transportne i distributivne mreže. Uvjeti unutar kojih se može koristiti su:

- apsolutni tlak, p : 0 – 12 MPa,
- temperatura, T : 263 – 338 K,
- molarni udio CO₂, x_{CO_2} : 0 – 20 %,
- molarni udio H₂, x_{H_2} : 0 – 10%,
- gornja ogrjevna vrijednost, H_g : 30 – 45 MJ/m³,
- relativna gustoća, d : 0,55 – 0,80.

Unutar HR EN ISO 12213-3 norme nalazi se subrutina ispisana u programskom jeziku *FORTTRAN* koja predstavlja metodu SGERG-88 te iterativnim postupkom izračunava faktor kompresibilnosti plinova uz pomoć navedenih ulaznih podataka. Navedena subrutina korištena je prilikom računanja faktora kompresibilnosti plina pri standardnim i radnim uvjetima tlaka i temperature u dva slučaja: za sastav plina upisan u svaki od korektora volumena plina prilikom njihova ispitivanja i umjeravanja te za usrednjene, realne sastave plina na distributivnom području GPZ-a d.o.o. U oba slučaja proračun je napravljen za svako obračunsko razdoblje od jednog mjeseca između 2014. godine i listopada 2019. godine.

4.5.1. Izračun faktora kompresibilnosti za sastave plina upisane u korektore volumena plina

Na slici 4-17. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak obrade podataka izvedene u ovom potpoglavlju.



Slika 4-17. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka potpoglavlja 4.5.1.

Kako bi podrutina ispisana u programskom jeziku *FORTRAN* mogla obrađivati podatke potrebno je izraditi ulazni program koji će učitavati ulazne podatke koji se žele obraditi, pozivati podrutinu kako bi ih obradila i rezultate ispisivati u izlaznu datoteku. Na slici 4-18. je prikazan ulazni program koji izvodi navedene zadatke.

```

DOUBLE PRECISION X2,X3,HS,RM,X5,D
REAL*8 T1, P1, Z
REAL*16, DIMENSION(5, 138) :: NATURAL_GAS_COMPOSITION
REAL*16, DIMENSION(72, 138) :: Z_CALCULATED_VALUES
REAL*16, DIMENSION(1, 72) :: TEMPERATURE
INTEGER :: NCOND, i, x, y
REAL*8 :: flag

open(unit=20, file='C:\fortran\m2\gascomp.csv')
open(unit=40, file='C:\fortran\m2\temperatures.csv')
open(unit=30, file='C:\fortran\m2\result.txt')

read(40, *)temperature
read(20, *)natural_gas_composition

DO 1010 i = 1, 138
flag=0
X3=natural_gas_composition(1,i)
HS=natural_gas_composition(2,i)
RM=natural_gas_composition(3,i)
X5=natural_gas_composition(4,i)

P1=natural_gas_composition(5,i)

DO 1030 x = 1, 72
T1=temperature(1, x)

CALL SGERG (X2,X3,HS,RM,X5,P1,T1,Z,D,flag)

Z_CALCULATED_VALUES(x, i) = Z

1030 continue
1010 continue

write(30,130) Z_CALCULATED_VALUES
130 format(/, 72(F16.12','X))

close(20)
close(30)
close(40)

STOP
END

```

Slika 4-18. Ulazni program u programskom jeziku *FORTRAN* za računanje faktora kompresibilnosti za sastave plina upisane u korektore

Ulazni podaci korišteni pri proračunu faktora kompresibilnosti za sastave plina upisane u korektore su:

- podaci o gornjim ogrjevnim vrijednostima i relativnoj gustoći pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno 25 °C za izgaranje te molarni udjeli CO₂ i H₂ predstavljeni u poglavlju 4.1. u tablici 4-1.
- radni tlakovi korektora predstavljeni u poglavlju 4.1. u tablici 4-1,
- podaci o temperaturi predstavljeni u poglavlju 4.2. na slici 4-2.,
- u slučaju računanja faktora kompresibilnosti za standardne uvjete umjesto navedenih vrijednosti tlaka i temperature korištene su vrijednosti od 15 °C i 101325 Pa.

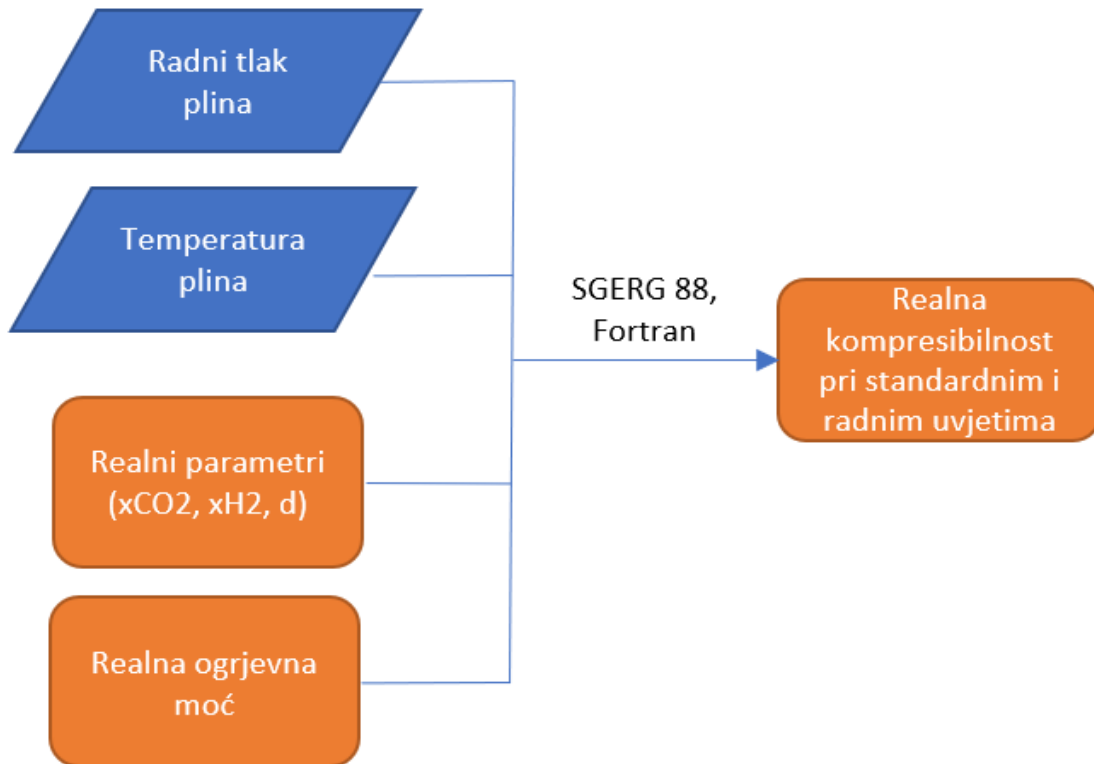
Podaci o gornjim ogrjevnim vrijednostima, relativnoj gustoći, molarnim udjelima i tlaku uobličeni su u ulaznu datoteku „NATURAL_GAS_COMPOSITION“ u obliku dvodimenzionalnog polja dok su podaci o temperaturama uobličeni u ulaznu datoteku „TEMPERATURE“ u obliku jednodimenzionalnog polja.

Prvi dio programa deklarira korištene varijable nakon čega se otvara put za čitanje ulaznih datoteka i put za pisanje rezultata u izlaznu datoteku. Slijedi čitanje podataka iz ulaznih datoteka u dvodimenzionalno polje u programu. Nakon toga ulazi se u prvu petlju gdje svaki prolaz kroz nju vrši proračun za jedan red u datoteci „NATURAL_GAS_COMPOSITION“, dok druga petlja vrši proračun za jedan red u datoteci „TEMPERATURE“. Pozivanjem podrutine SGERG računaju se faktori kompresibilnosti, za učitane ulazne podatke, kojima se popunjava dvodimenzionalno polje te nakon toga zatvaraju petlje. Rezultati se ispisuju u izlaznu datoteku .txt oblika te se zatvara komunikacija s datotekama i završava program. Rezultati proračuna su dva dvodimenzionalna polja ispunjena faktorima kompresibilnosti, od kojih jedno povezuje podatke o gornjim ogrjevnim vrijednostima, relativnoj gustoći i molarnim udjelima upisane u korektore s vrijednostima radnog tlaka i temperature plina, dok drugo iste upisane podatke povezuje s vrijednostima standardnog tlaka i temperature.

Sama podrutina je djelomično modificirana kako bi u slučajevima kada učitava podatke koji se nalaze van raspona SGERG-88 metode, umjesto zaustavljanja programa, u izlaznu datoteku upisala vrijednost 0. Upravo zbog tog razloga je dio ulaznih podataka o sastavima upisanim u korektore prilikom njihova ispitivanja i umjeravanja morao biti odbačen te je konačan broj obrađenih korektora iznosio 119 umjesto 138.

4.5.2. Izračun faktora kompresibilnosti usrednjenih sastava plina

Na slici 4-19. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak obrade podataka izvedene u ovom potpoglavlju.



Slika 4-19. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka potpoglavlja 4.5.2.

Na slici 4-20. je prikazan ulazni program koji učitava ulazne podatke i rezultate ispisuje u izlaznu datoteku.

```

DOUBLE PRECISION X2,X3,HS,RM,X5,D
REAL*8 T1, P1, Z
REAL*16, DIMENSION(5, 72) :: NATURAL_GAS_COMPOSITION
REAL*16, DIMENSION(287, 72) :: Z_CALCULATED_VALUES
REAL*16, DIMENSION(1, 138) :: PRESSURE
INTEGER :: NCOND, i, x, y
REAL*8 :: flag

open(unit=20, file='C:\fortran\m\natural_gas_comp_plin.csv')
open(unit=40, file='C:\fortran\m\pressure_plinacro.csv')
open(unit=30, file='C:\fortran\m\result.txt')

read(40, *)pressure
read(20, *)natural_gas_composition

DO 1010 i = 1, 72
flag=0
X3=natural_gas_composition(1,i)
HS=natural_gas_composition(2,i)
RM=natural_gas_composition(3,i)
X5=natural_gas_composition(4,i)

T1=natural_gas_composition(5,i)

      DO 1030 x = 1, 138
        P1=pressure(1 , x)

CALL SGERG (X2,X3,HS,RM,X5,P1,T1,Z,D,flag)

        Z_CALCULATED_VALUES(x, i) = Z

1030    continue
1010    continue

write(30,130) Z_CALCULATED_VALUES
130    format(/, 138(F16.12','X))

close(20)
close(30)
close(40)

STOP
END

```

Slika 4-20. Ulazni program u programskom jeziku *FORTTRAN* za računanje faktora kompresibilnosti za usrednjene sastave plina

Ulazni podaci korišteni pri proračunu faktora kompresibilnosti za usrednjene sastave plina:

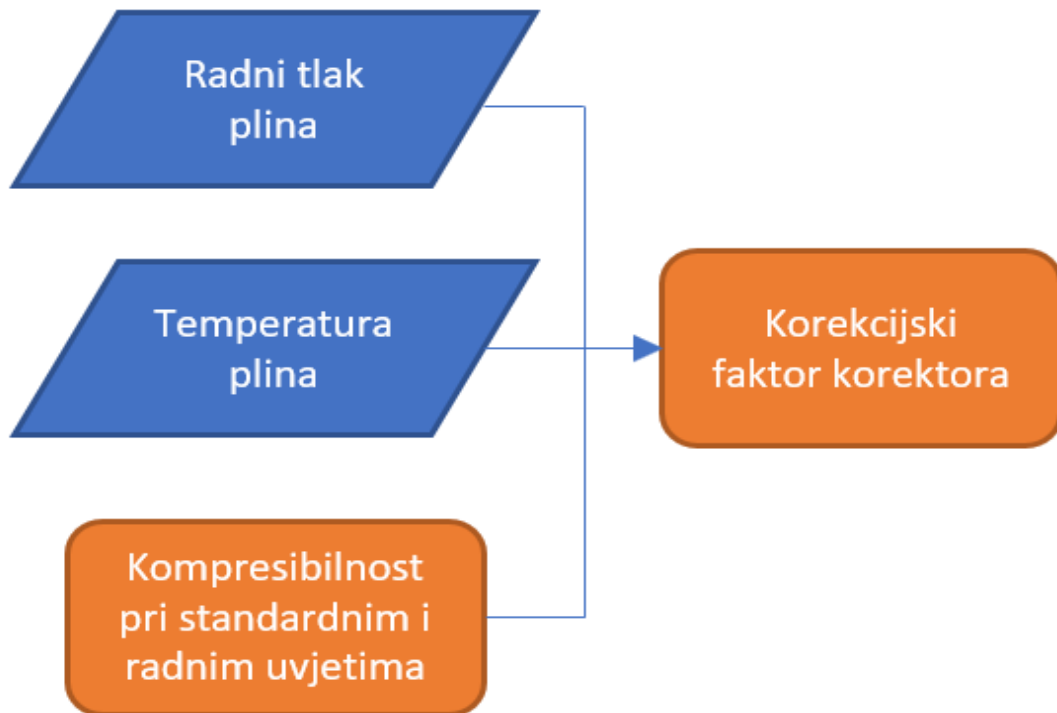
- podaci o molarnim udjelima CO₂ i H₂ usrednjenih sastava plina predstavljani u poglavlju 4.3.
- podaci o gornjim ogrjevnim vrijednostima i relativnoj gustoći pri uvjetima za volumen od 0 °C i 101325 Pa, odnosno 25 °C za izgaranje predstavljani u poglavlju 4.4. na slikama 4-12. i 4-13.
- radni tlakovi korektora predstavljani u poglavlju 4.1. u tablici 4-1,
- podaci o temperaturi predstavljani u poglavlju 4.2. na slici 4-2.,
- u slučaju računanja faktora kompresibilnosti za standardne uvjete umjesto navedenih vrijednosti tlaka i temperature korištene su vrijednosti od 15 °C i 101325 Pa.

Ulazni program za izračun faktora kompresibilnosti za usrednjene sastave plina razlikuje se od onog navedenog u prethodnom potpoglavlju, osim po ulaznim podacima, i po načinu sortiranja ulaznih podataka te njihovom učitavanju. U ovom slučaju su podaci o gornjim ogrjevnim vrijednostima, relativnoj gustoći, molarnim udjelima i temperaturama svrstani zajedno u ulaznu datoteku „NATURAL_GAS_COMPOSITION“ u obliku dvodimenzionalnog polja, dok su podaci o tlakovima uobličeni u ulaznu datoteku „PRESSURE“ u obliku jednodimenzionalnog polja. Proces učitavanja i deklariranja, varijabli, čitanja podataka, proračuna i ispisivanja podataka su isti. Rezultat proračuna su dva dvodimenzionalna polja ispunjena faktorima kompresibilnosti, od kojih jedno povezuje podatke o karakteristikama plina s vrijednostima radnog tlaka i temperature plina, dok drugo iste podatke povezuje s vrijednostima standardnog tlaka i temperature kao i u prethodnom potpoglavlju.

4.6. Određivanje faktora korekcije i volumena plina

4.6.1. Određivanje faktora korekcije korektora volumena plina

Na slici 4-21. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak obrade podataka izvedene u ovom potpoglavlju.



Slika 4-21. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka poglavlja 4.6.1.

Za izračunavanje faktora korekcije svakog korektora, za obraćunska razdoblja od jednog mjeseca, korišteni su podaci o radnom tlaku plina na svakom korektoru predstavljeni u poglavlju 4.1., podaci o temperaturama plina predstavljeni u poglavlju 4.2. te faktori kompresibilnosti pri standardnim i radnim uvjetima izračunati u poglavlju 4.5.1. Faktori korekcije svakog korektora računati su u programu *MS Excel* uz pomoć formule:

$$C_k = \frac{p_p}{p_{st}} \frac{T_{st}}{T_p} \frac{z_{st,k}}{z_{p,k}} \quad [-] \quad (4-8)$$

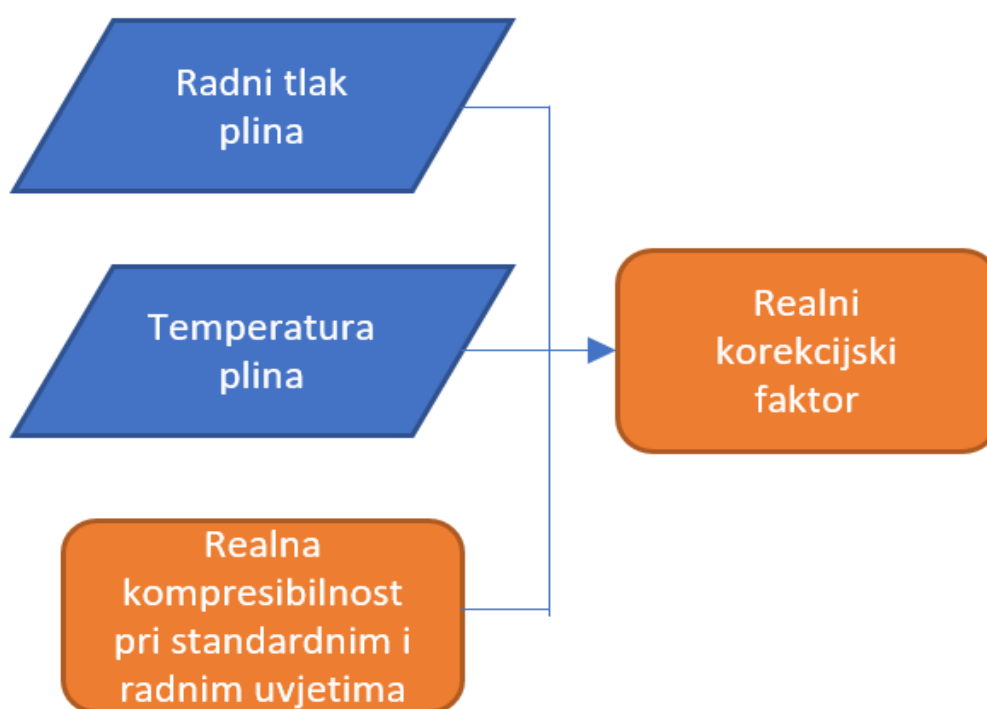
Gdje su:

- C_k – faktor korekcije korektora [-],
- p_p – radni tlak plina na korektoru [Pa],

- p_{st} – standardni tlak (101325 Pa),
- T_{st} – standardna temperatura (288,15 K)
- T_p – temperatura plina [K],
- $z_{st,k}$ – faktor kompresibilnosti pri standardnim uvjetima [-],
- $z_{p,k}$ – faktor kompresibilnosti pri radnim uvjetima [-].

4.6.2. Određivanje realnog faktora korekcije

Na slici 4-22. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak obrade podataka izvedene u ovom potpoglavlju.



Slika 4-22. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka poglavlja 4.6.2.

Za izračunavanje faktora korekcije za usrednjene, realne sastave plina, za obračunska razdoblja od jednog mjeseca, korišteni su podaci o radnom tlaku plina na svakom korektoru predstavljeni u poglavlju 4.1., podaci o temperaturama plina predstavljeni u poglavlju 4.2. te faktori kompresibilnosti pri standardnim i radnim uvjetima izračunati u poglavlju 4.5.2. Faktori korekcije svakog korektora računati su u programu *MS Excel* uz pomoć formule:

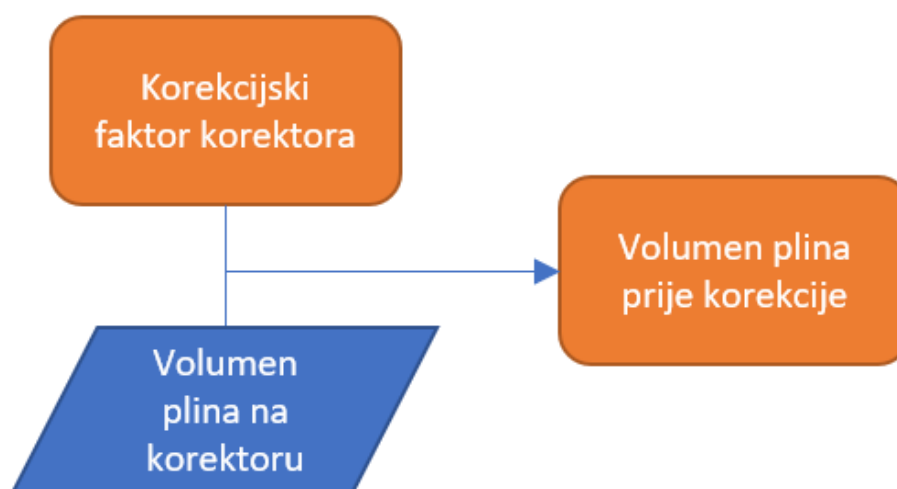
$$C_r = \frac{p_p}{p_{st}} \frac{T_{st}}{T_p} \frac{z_{st,r}}{z_{p,r}} \quad [-] \quad (4-9)$$

Gdje su:

- C_r – realni faktor korekcije za usrednjene sastave plina [-],
- p_p – radni tlak plina na korektoru [Pa],
- p_{st} – standardni tlak (101325 Pa),
- T_{st} – standardna temperatura (288,15 K)
- T_p – temperatura plina [K],
- $z_{st,k}$ – faktor kompresibilnosti pri standardnim uvjetima [-],
- $z_{p,k}$ – faktor kompresibilnosti pri radnim uvjetima [-].

4.6.3. Određivanje volumena plina

Volumen plina prije korekcije, odnosno volumen plina izmjeren od strane plinomjera, određen je uz pomoć vrijednosti volumena plina na svakom korektoru predstavljenih u poglavlju 4.1. i faktora korekcije izračunatih u poglavlju 4.6.1. Na slici 4-23. prikazan je dijagram toka koji opisuje postupak određivanja volumena plina prije korekcije.



Slika 4-23. Dijagram toka kao vizualni prikaz određivanja volumena plina prije korekcije

Volumen plina prije korekcije određen je za svako obračunsko razdoblje u programu *MS Excel* uz pomoć formule:

$$V_p = \frac{V_{k,st}}{C_k} \quad [m^3] \quad (4-10)$$

Gdje su:

- V_p – volumen prije korekcije, pri radnom tlaku i temperaturi [m^3],
- $V_{k,st}$ – volumen na korektoru, pri standardnim uvjetima tlaka i temperature [m^3],
- C_k – korekcijski faktor korektora [-].

Nakon što smo odredili volumen plina prije korekcije na svakom od korektora u obračunskim razdobljima od jednog mjeseca, mogli smo odrediti volumen plina uz primjenu realnog korekcijskog faktora koji uzima u obzir usrednjene sastave plina u svakom obračunskom razdoblju izračunatog u poglavlju 4.6.2. Na slici 4-24. prikazan je dijagram toka koji opisuje postupak određivanja volumena plina s novim, realnim faktorom korekcije.



Slika 4-24. Dijagram toka kao vizualni prikaz određivanja volumena plina nakon korekcije uz pomoć novog, realnog faktora korekcije

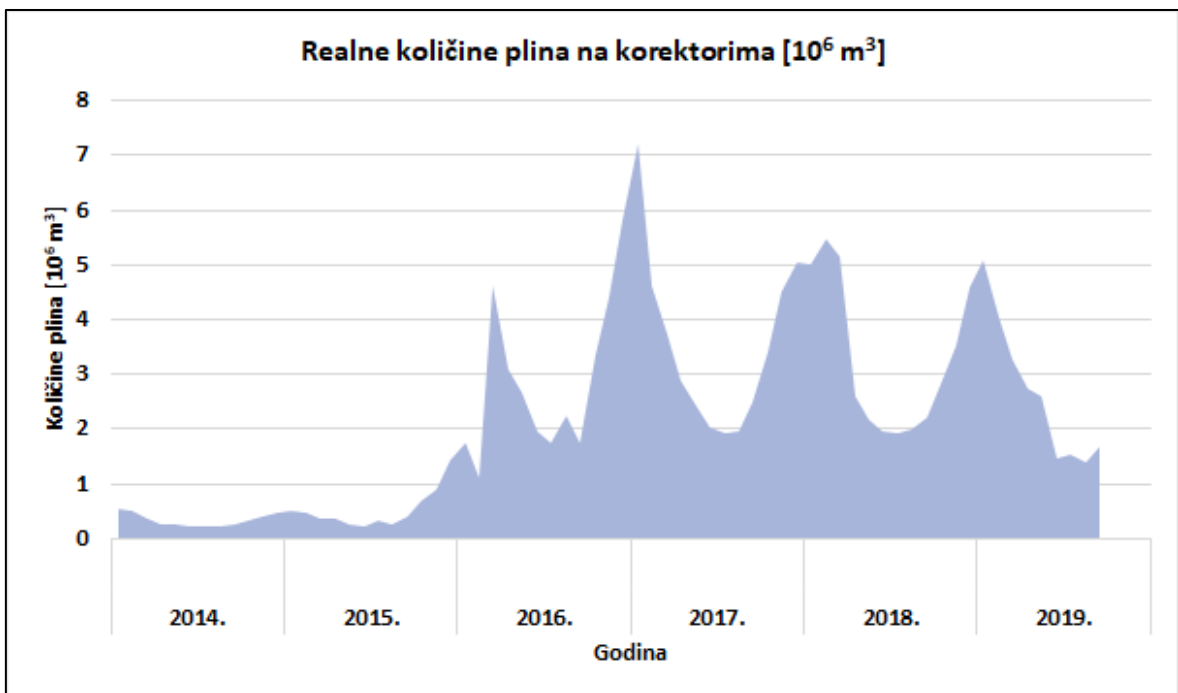
Volumen nakon nove, realne korekcije izračunat je za svako obračunsko razdoblje u programu *MS Excel* uz pomoć formule:

$$V_{r,st} = V_p \cdot C_r \quad [m^3] \quad (4-11)$$

Gdje su:

- $V_{r,st}$ – realni volumen za usrednjene sastave plina, pri standardnim uvjetima tlaka i temperature [m^3],
- V_p – volumen prije korekcije, pri radnom tlaku i temperaturi [m^3],
- C_r – realni faktor korekcije za usrednjene sastave plina [-].

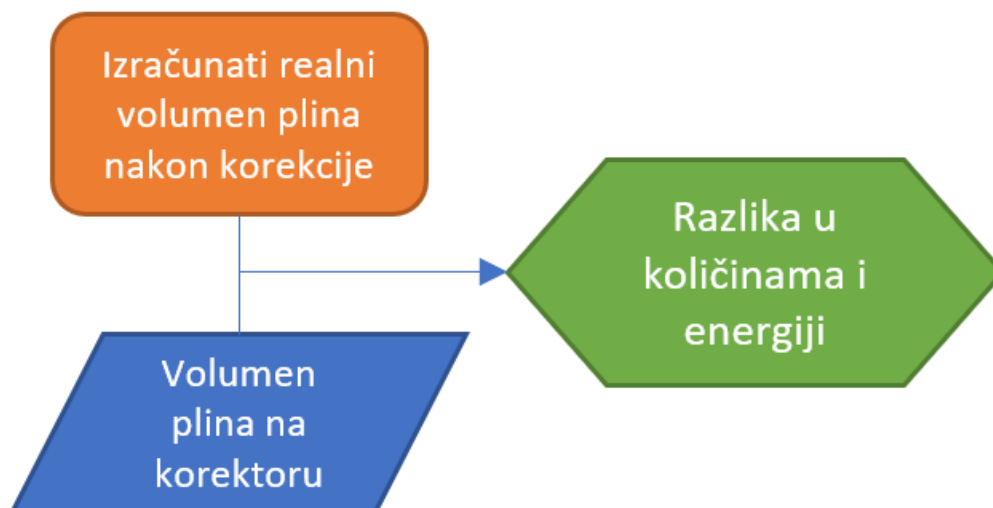
Na slici 4-25. prikazane su izračunate vrijednosti realnog volumena za usrednjene sastave plina, pri standardnim uvjetima tlaka i temperature.



Slika 4-25. Realni volumen plina na svim korektorima za usrednjene sastave plina

4.7. Rezultati i analiza

Na slici 4-26. prikazan je dio dijagrama toka na slici 4-1. koji opisuje postupak obrade podataka izvedene u ovom poglavlju.



Slika 4-26. Dijagram toka kao vizualni prikaz obrade podataka poglavlja 4.7.

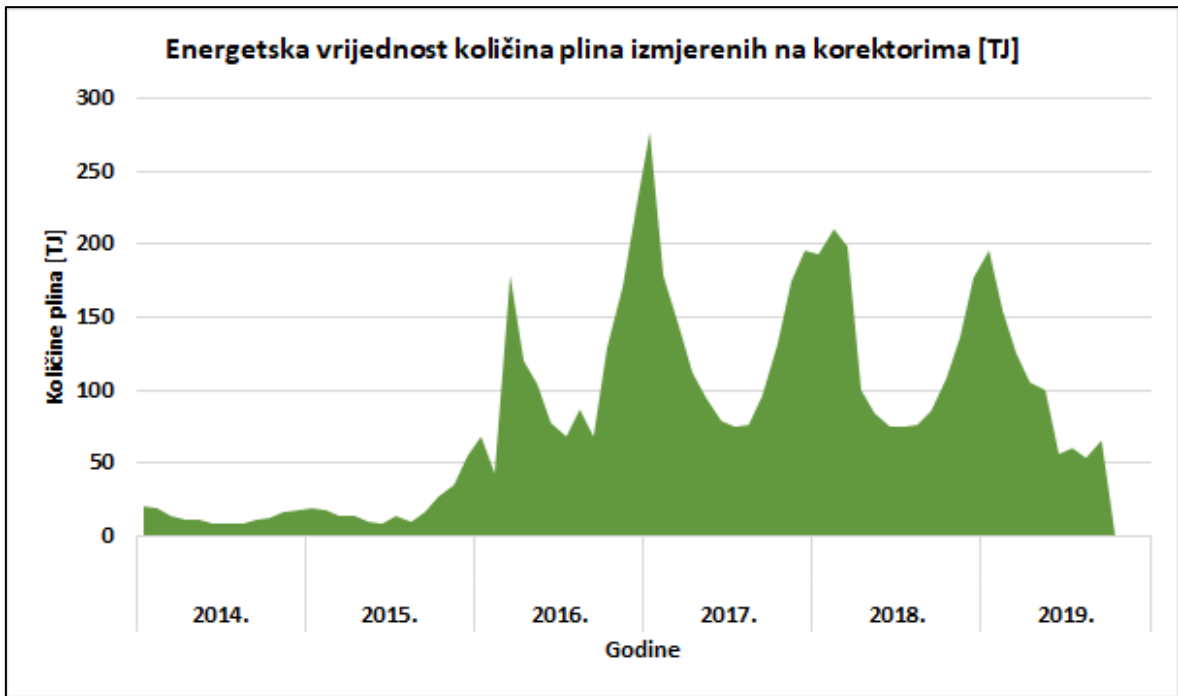
Kako bi količine plina izmjerene na korektorima (predstavljene u poglavlju 4.1.) mogli usporediti s izračunatim realnim količinama plina za usrednjene sastave plina (izračunate u poglavlju 4.6.3.), potrebno ih je kvantificirati energetske. Stoga je određena energetska vrijednost navedenih količina plina uz pomoć gornje ogrjevne vrijednosti usrednjenih sastava plina pri uvjetima za volumen od 15 °C i 101325 Pa odnosno 15 °C za izgaranje, izračunatih uz pomoć ISO 6976 norme u poglavlju 4.4. Energetske vrijednosti plina za svako obračunsko razdoblje određene su uz pomoć formule:

$$E_{plin} = V_{plin,st} \cdot H_{g,plin} \quad [MJ] \quad (4-12)$$

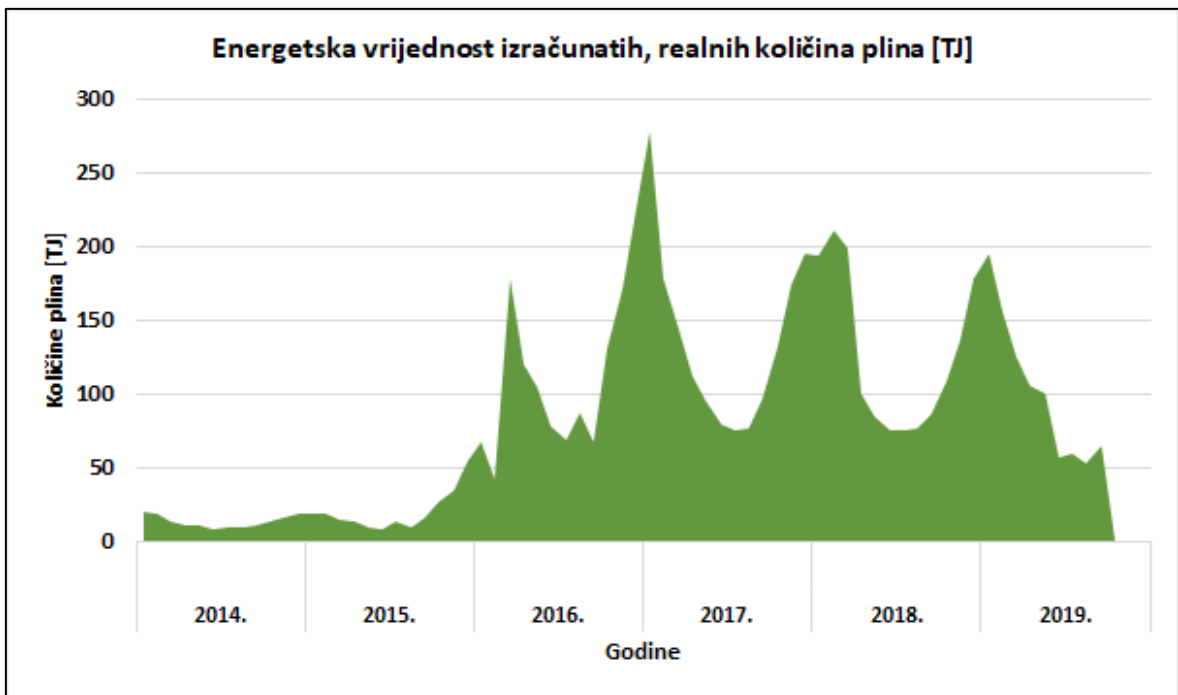
Gdje su:

- E_{plin} – energetska vrijednost plina [MJ],
- $V_{plin,st}$ – volumen plina u standardnim uvjetima [m^3],
- $H_{g,plin}$ – gornja ogrjevna vrijednost plina [MJ/m^3].

Na slikama 4-27. i 4-28. prikazane su energetske vrijednosti količina plina izmjerenih na korektorima volumena plina i izračunatih, realnih količina plina za usrednjene sastave.

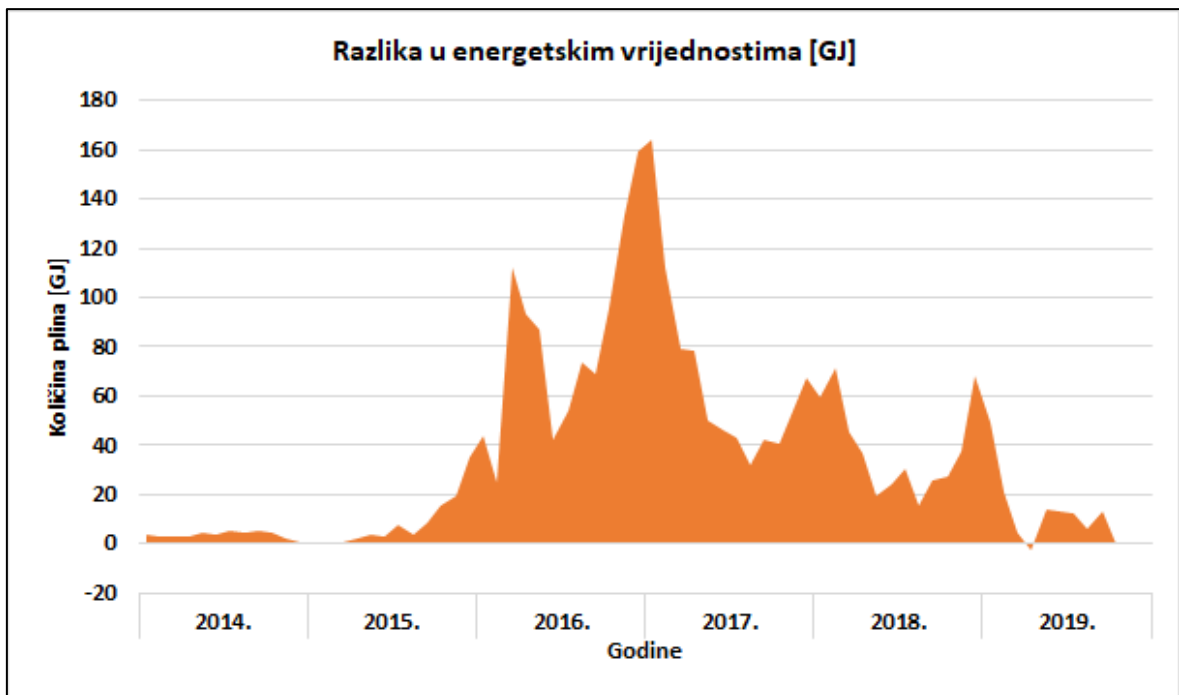


Slika 4-27. Energetska vrijednost količina plina izmjerenih na korektorima volumena plina u TJ



Slika 4-28. Energetska vrijednost izračunatih, realnih količina plina u TJ

Oduzimanjem energetske vrijednosti izračunatih količina plina s onim količina plina izmjerenih na korektorima primjećuju se razlike između ukupno iskazanih količina plina koja nastaje zbog varijacije sastava plina na distribucijskom području GPZ-a d.o.o. te predstavlja grešku u obračunu energije. Navedene vrijednosti prikazane su na slici 4.29.



Slika 4-29. Razlika u energetske vrijednosti između količina plina izmjerenih na korektorima i izračunatih, realnih količina plina u GJ

Na prikazanom grafu primjetno je kako je razlika u energiji za većinu perioda pozitivna, odnosno izračunate realne količine su veće od onih izmjerenih na korektorima, osim u kratkom periodu u drugom kvartalu 2019. godine. Pozitivna razlika u energiji predstavlja korist po krajnjeg korisnika i štetu za GPZ d.o.o. Također, moguće je uočiti kako su razlike smanjene u zimskim periodima 2017./2018. godine te 2018./2019. godine. Razlog tome je što su u navedenom periodu prilikom ispitivanja i umjeravanja korektora u njih upisivane vrijednosti sastava plina i gornje ogrjevne vrijednosti koje su bliske realnim vrijednostima. Razlika u energetske vrijednostima na svim korektorima volumena plina kumulativno iznosi 2533,83 GJ što u odnosu na ukupno izračunatu količinu energije od 5810,91 TJ iznosi relativnu razliku od 0,044%. Na razini svih korektora, u periodu od 2014. godine do listopada 2019. godine to predstavlja malu pogrešku, međutim pogreška se razlikuje na različitim korektorima volumena plina.

Kod korektora volumena plina serijskog broja 07505337, radnog tlaka 101500 Pa, u koji su prilikom ispitivanja i umjeravanja upisane vrijednost gornje ogrjevne vrijednosti od 37,98 MJ/m³, relativne gustoće od 0,5705 te molarnog udjela CO₂ od 0,17% ukupno izračunata energetske vrijednost količina plina iznosila je 27,37 TJ. Razlika između izračunatih, realnih vrijednosti i onih izmjerenih na korektoru iznosila je svega -31,064 MJ što predstavlja

relativnu pogrešku od -0,00011%. Na razini svih korektora pokazalo se kako je mala relativna pogreška nastala na korektorima čiji je radni tlak bliski atmosferskom.

Kod korektora volumena plina serijskog broja 43874, radnog tlaka 699700 Pa, u koji su prilikom ispitivanja i umjeravanja upisane vrijednost gornje ogrjevne vrijednosti od 37,98 MJ/m³, relativne gustoće od 0,5705 te molarnog udjela CO₂ od 0,002% ukupno izračunata energetska vrijednost količina plina iznosila je 393,64 TJ. Razlika između izračunatih, realnih vrijednosti i onih izmjerenih na korektoru iznosila je 728,41 GJ što predstavlja relativnu pogrešku od 0,185%. Iznos razlike u energiji u slučaju ovog korektora višestruko je viši od onih u prethodno navedenom primjeru. Na razini svih korektora se pokazalo kako je relativna pogreška nastala na korektorima čiji radni tlak iznosi više od 3 bara u prosjeku puno viša nego na onima niskog radnog tlaka.

Tako su se razlike u izmjerenim i izračunatim vrijednostima energije kretale u rasponu od -89,76 GJ (na štetu korisnika) do 728,41 GJ (na štetu GPZ d.o.o.) dok su se relativne razlike kretale od -0,42% do 0,20%.

Pogreške kod određivanja količina nastale varijacijom sastava plina na distribucijskom području GPZ-a d.o.o. u budućnosti se mogu smanjiti češćim umjeravanjem korektora volumena plina, korištenjem korektora s kojima se može daljinski komunicirati i svakodnevno upisivati potrebne parametre, odnosno korištenjem korektora koji koriste procesni kromatograf za određivanje parametara o sastavu i ogrjevnoj vrijednosti plina. Takve radnje zahtijevaju financijske izdatke stoga je potrebna analiza financijske isplativosti.

5. ZAKLJUČAK

U ovome radu utvrđen je utjecaj varijacije sastava plina, u vremenskom razdoblju od 2014. godine do listopada 2019. godine, na ukupnu količinu plina, odnosno energiju isporučenu krajnjim korisnicima kod kojih se koriste korektori volumena plina. Razlika između mjerenih i realnih vrijednosti nastaje zbog razlika u parametrima koji se upisuju u korektore volumena plina prilikom njihova ispitivanja i umjeravanja, te uz koje vrše korekciju volumena na standardne uvjete, i stvarnih vrijednosti navedenih parametara koji se kroz godinu konstantno mijenjaju.

Uz pomoć alata *MS Excel* i programskog jezika *FORTTRAN* određena je razlika u volumenu i energiji plina između vrijednosti izmjerenih na korektorima odnosno izračunatih vrijednosti koje su prilagođene usrednjenim, realnim sastavima plina. Na području cijele distributivne mreže GPZ-a d.o.o., odnosno na 119 korektora nad kojima je vršen proračun, navedena razlika iznosila je 2533,83 GJ u odnosu na ukupno izračunatu količinu energije od 5810,91 TJ, na štetu GPZ-a d.o.o., što čini relativnu razliku od 0,044%. Kod zasebnih korektora su se razlike u izmjerenim i izračunatim vrijednostima energije kretale između -89,76 GJ i 728,41 GJ, dok su se relativne razlike kretale između -0,42% i 0,20%. Na razini cijele distributivne mreže relativna razlika je mala i ne predstavlja značajnu pogrešku, dok se kod zasebnih korisnika ona povećava. Proračunom je također dokazano kako je razlika između izmjerenih i izračunatih količina plina veća kod korektora radnoga tlaka koji nije blizak atmosferskom.

Pogreške nastale varijacijom sastava plina moguće je smanjiti provedbom češćeg ispitivanja i umjeravanja korektora volumena plina, kako bi upisani parametri mogli biti što bliži realnim vrijednostima sastava plina. Prepreka navedenoj mjeri su financijski izdaci transporta korektora volumena plina od lokacije do ovlaštenog laboratorija i ovjeravanja od strane Državnog zavoda za mjeriteljstvo. Pogrešku je također moguće smanjiti korištenjem korektora koji omogućuju daljinsko komuniciranje i upisivanje parametara na dnevnoj bazi ili korištenjem korektora s procesnim kromatografom, što također zahtijeva financijska ulaganja u novu opremu. Smanjenje navedenih razlika, odnosno pogrešaka, u budućnosti je jedna od zadaća GPZ-a d.o.o. kao distributera plina, kako bi osigurala manje gubitke s vlastite strane, odnosno točniji obračun energije kod krajnjih korisnika.

6. POPIS LITERATURE

1. CIMERMAN, F., JARM, M. ŠIROK, B., BLAGOJEVIĆ, B., 2015. Taking in Account Measuring Errors of Volume Conversion Devices in Measuring of the Volume of Natural Gas. *Strojniški Vestnik – Journal of Mechanical Engineering* 62, 2016., str. 95-104
2. DRŽAVNI ZAVOD ZA NORMIZACIJU I MJERITELJSTVO, 2002. Pravilnik o mjeriteljskim zahtjevima za mjerila kojima se korigira obujam protoklog plina, NN 127/02, Zagreb, 31.10.2002.
3. GRADSKA PLINARA ZAGREB D.O.O. (GPZ D.O.O.), 2010 Mjerna i regulacijska tehnika, GPZ-U-614, Zagreb
4. GRADSKA PLINARA ZAGREB D.O.O. (GPZ D.O.O.), 2016 Inspekcija korektora volumena plina, GPZ-K-1, Zagreb, 11.2016.
5. HRVATSKA ENERGETSKA REGULATORNA AGENCIJA, 2018 Mrežna pravila plinskog distribucijskog sustava, NN 50/2018, Zagreb, 1.6.2018.
6. HRVATSKI SABOR, 2014 Zakon o mjeriteljstvu, NN 74/2014, Zagreb, 11.6.2014.
7. HRVATSKI ZAVOD ZA NORME, 2010 Hrvatska norma HRN EN ISO 12213-3, Prirodni plin – Proračun faktora stlačivosti – 3. dio: Proračun uporabom fizikalnih svojstava (ISO 12213-3:2006; EN ISO 12213-3:2009), Zagreb, 2.2010.
8. HRVATSKI ZAVOD ZA NORME, 2016 Hrvatska norma HRN EN ISO 6976, Prirodni plin – Proračun toplinskih vrijednosti, gustoće, relativna gustoće i Wobbeovog broja iz sastava (ISO 6976:2016; EN ISO 6976:2016), Zagreb, 10.2016.
9. ŠUNIĆ, M., PAVLOVIĆ, B., 2000. Efikasnost mjerenja i obračuna potrošnje plina, Energetika marketing, Zagreb

Web izvori:

10. DE GIDTS & FELDMAN, Honeywell Elster Volume Convertor & Indexes URL: <https://www.dgfg.eu/products/honeywell-elster-volume-convertors-indexes/> (2.11.2020)
11. PLINACRO D.O.O., 2014 Laboratorijski izvještaji o kvaliteti plina za pojedine specifične točke – 2014.g. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=716> (15.6.2020.)
12. PLINACRO D.O.O., 2015 Laboratorijski izvještaji o kvaliteti plina za pojedine specifične točke – 2015.g. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=758> (15.6.2020.)
13. PLINACRO D.O.O., 2016 Laboratorijski izvještaji o kvaliteti plina za pojedine specifične točke – 2016.g. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=793> (15.6.2020.)

14. PLINACRO D.O.O., 2017 Laboratorijski izvještaji o kvaliteti plina za pojedine specifične točke – 2017.g. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=241> (15.6.2020.)
15. PLINACRO D.O.O., 2018 Laboratorijski izvještaji o kvaliteti plina za pojedine specifične točke – 2018.g. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=918> (15.6.2020.)
16. PLINACRO D.O.O., 2019 Laboratorijski izvještaji o kvaliteti plina za pojedine specifične točke – 2019.g. URL: <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=1017> (15.6.2020.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad samostalno izradio pomoću znanja stečenih na Rudarsko – geološko – naftnom fakultetu u Zagrebu.



Luka Lasić



KLASA: 602-04/20-01/237
URBROJ: 251-70-03-20-2
U Zagrebu, 12.01.2021.

Luka Lasić, student

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM: 602-04/20-01/237, UR. BROJ: 251-70-12-20-1 od 02.11.2020. godine priopćujemo temu diplomskog rada koja glasi:

UTJECAJ VARIJACIJE SASTAVA PLINA NA POGREŠKU PRI KOREKCIJI VOLUMENA PLINA KOD KRAJNJIH KORISNIKA S KOREKTORIMA

Za voditeljicu ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o diplomskom ispitu dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta Sveučilišta u Zagrebu.

Voditeljica

(potpis)

Prof. dr. sc. Daria Karasalihović
Sedlar

(titula, ime i prezime)

**Predsjednik povjerenstva za
završne i diplomske ispite**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Vladislav Brkić

(titula, ime i prezime)

**Prodekan za nastavu i
studente**

(potpis)

Izv. prof. dr. sc. Dalibor Kuhinek

(titula, ime i prezime)