

# DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2017. – 2026.

Izradio:

**Antun Kranjčec**

Kontrolirali:

**Ivana Marković**

**Dabiša Bučanac**

Predsjednik Uprave

**Ivica Arar**

**plinacro**  
1 d.o.o. • Zagreb

Zagreb, ožujak 2017.

Revizija 4

## SADRŽAJ

<b>SAŽETAK</b> .....	<b>4</b>
<b>SUMMARY</b> .....	<b>8</b>
<b>UVOD</b> .....	<b>12</b>
<b>1. STANJE PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE</b> .....	<b>13</b>
1.1 IZGRAĐENOST SUSTAVA.....	13
1.2 KORIŠTENJE SUSTAVA.....	15
1.2.1. ULAZI U TRANSPORTNI SUSTAV .....	15
1.2.2. IZLAZI IZ TRANSPORTNOG SUSTAVA .....	16
1.3 ISKORIŠTENOST KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA .....	18
1.3.1. ISKORIŠTENOST KAPACITETA NA ULAZIMA U TRANSPORTNI SUSTAV .....	18
1.3.2. NAJVEĆA DNEVNA OPTEREĆENJA SUSTAVA .....	20
1.4 SIGURNOST OPSKRBE I KRITERIJ N-1 .....	21
<b>2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA</b> .....	<b>23</b>
2.1 PRIRODNI PLIN U SVJETSKOJ ENERGETICI .....	23
2.2 PRIRODNI PLIN U EU .....	25
2.2.1. STANJE I OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U EU .....	25
2.2.2. POSTOJEĆI I NOVI IZVORI PRIRODNOG PLINA – NOVI DOBAVNI PROJEKTI.....	26
2.3 TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ.....	28
2.3.1. STANJE TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ .....	28
2.3.2. OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ.....	29
2.4 UKLJUČIVANJE REPUBLIKE HRVATSKE U EUROPSKE TOKOVE I TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA .....	31
2.4.1. NOVI REGIONALNI I TRANSREGIONALNI DOBAVNI PROJEKTI.....	32
2.4.2. PROJEKTI OD ZAJEDNIČKOG INTERESA EU - PCI.....	35
2.4.3. PROJEKTI OD INTERESA ENERGETSKE ZAJEDNICE – PECI.....	37
2.4.4. PROJEKTI POVEZIVANJA SREDNJE I JUGOISTOČNE EUROPE - CESEC.....	38
<b>3. OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA PLINSKIM TRANSPORTNIM SUSTAVOM REPUBLIKE HRVATSKE</b> .....	<b>39</b>
3.1 OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA.....	39
3.2 OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA IZ NOVIH DOBAVNIH PRAVACA - PROJEKATA .....	40
3.3 UKUPNI OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA PLINSKIM TRANSPORTNIM SUSTAVOM REPUBLIKE HRVATSKE.....	41
<b>4. RAZMATRANJE POTREBE IZGRADNJE NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA</b> .....	<b>44</b>
4.1 POSTAVKE I CILJEVI RAZMATRANJA POTREBE IZGRADNJE NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA.....	44

4.2	OPRAVDANOST POTREBNIH NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA.....	45
<b>5.</b>	<b>OSTALI ZAHTJEVI I POLAZIŠTA RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE.....</b>	<b>46</b>
5.1	USKLAĐENOST S POTREBAMA I RAZVOJEM OSTALIH PLINSKIH SUSTAVA U REPUBLICI HRVATSKOJ .....	46
5.1.1	USKLAĐENOST S PROIZVODNIM SUSTAVIMA.....	46
5.1.2	USKLAĐENOST S DISTRIBUCIJSKIM SUSTAVIMA I IZRAVNIM POTROŠAČIMA .....	48
5.1.3	USKLAĐENOST SA SUSTAVOM ZA SKLADIŠTENJE .....	48
5.2	TEHNIČKA I OPERATIVNA USKLAĐENOST S DRUGIM OPERATORIMA PLINSKIH TRANSPORTNIH SUSTAVA .....	49
5.3	USKLAĐENJE S NEOBVEZUJUĆIM DESETOGODIŠNJIM PLANOM RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA EU .....	49
5.4	OSIGURANJE PREDUVJETA RAZVOJA TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA.....	49
5.4.1	OSIGURANJE POUZDANOSTI OPSKRBE-KRITERIJ N-1.....	50
5.4.2	OSIGURANJE DVOSMJERNOG PROTOKA NA INTERKONEKCIJAMA .....	51
5.4.3	OSIGURANJE ZAHTJEVA TRANSPARENTNOSTI DOSTUPNOSTI INFORMACIJA KORISNICIMA.....	52
5.4.4	URAVNOTEŽENJE TRANSPORTNOG SUSTAVA NA TRŽIŠNIM OSNOVAMA .....	53
5.4.5	UPRAVLJANJE ZAGUŠENJIMA TRANSPORTNOG SUSTAVA.....	53
<b>6.</b>	<b>RAZVOJ PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE.....</b>	<b>54</b>
6.1	ODREDNICE RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA .....	54
6.2	RAZVOJNI PROJEKTI.....	55
6.2.1	PLINOVODI.....	56
6.2.2	MJERNO REDUKCIJSKE STANICE .....	61
6.2.3	PLINSKI ČVOROVI.....	62
6.2.4	NAPUŠTANJE OBJEKATA KOJI ĆE BITI IZVAN FUNKCIJE.....	62
6.2.5	KOMPRESORSKE STANICE .....	62
6.2.6	MJERNI SUSTAV .....	66
6.2.7	NADZOR I UPRAVLJANJE.....	67
6.2.8	SUSTAV TEHNIČKE ZAŠTITE .....	68
<b>7.</b>	<b>ENERGETSKA UČINKOVITOST SUSTAVA.....</b>	<b>76</b>
<b>8.</b>	<b>ZAKLJUČAK.....</b>	<b>78</b>

Napomena: Sastavni dio ovog Plana čine i njegovi dodaci koji su obrađeni u zasebnom dijelu i priloženi kao DODATAK.

## SAŽETAK

S četvrtinom udjela u primarnoj energiji, prirodni plin zauzima značajno mjesto u energetici Republike Hrvatske, a zbog njegovih proizvodnih, skladišnih i ostalih potencijala te izuzetne geostrateške pozicije Republike Hrvatske, i u cjelokupnom gospodarstvu. Važnost uloge plinskog transportnog sustava, koji je poveznica svih ostalih plinskih sustava, kako domaćih, tako i inozemnih, je neupitna. Stoga, izuzetnu važnost ima i razvoj plinskog transportnog sustava i njegovo planiranje. To planiranje se provodi kroz izradu Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava, koji nije samo obveza operatora plinskog transportnog sustava proistekla iz Zakona o tržištu plina (NN 28/13, 14/14), već je to, prije svega, nužnost sveobuhvatnog sagledavanja potreba i mogućnosti njegovog daljnjeg razvoja, kao i cjelokupnog plinskog sektora.

Snimka stanja samog plinskog transportnog sustava je osnova i polazište tih aktivnosti. Do kraja 2015. godine, koja je temeljna godina ovog plana, plinski transportni sustav dosegnuo je visoku razinu izgrađenosti i razvijenosti, s 2.694 km plinovoda i 153 mjerno-redukcijskih stanica te teritorijalnom pokrivenošću od 95%. Tijekom 2015. godine u transportni sustav preuzeto je ukupno 26,371 TWh plina što je povećanje od 4,71% u odnosu na 2014. godinu. Istovremeno, iz transportnog sustava isporučeno je ukupno 26,371 TWh plina što je povećanje od 4,48%. Od ukupno isporučenih 26,371 TWh plina u 2015. godini, 10,34 TWh ili 39% isporučeno je kupcima na distribucijskim sustavima, 12,652 TWh ili 48% krajnjim kupcima priključenim na transportni sustav, dok je 3,379 TWh ili 13% plina utisnuto u PSP Okoli. Isporuka plina u distribucijske sustave u 2015. godini povećana je 10,86% u odnosu na prethodnu godinu dok je isporuka plina krajnjim kupcima priključenim na transportni sustav bila manja 3,08%. Ukupno povećanje preuzetih količina plina u transportni sustav kao i količina plina predanih iz transportnog sustava, u usporedbi s 2014. godinom, posljedica je značajnijeg povećanja potrošnje na distribucijskim sustavima, ali i velike aktivnosti na PSP Okoli. Povećanje aktivnosti na PSP Okoli očitivalo se u značajnom povećanju povlačenja, ali i utiskivanja plina. Tako je u 2015. godini utisnuto 18,19% više plina, dok je povlačenje plina povećano za čak 39,74% u odnosu na 2014. godinu.

Ukupan tehnički kapacitet ulaza u transportni sustav bez kapaciteta povlačenja iz PSP Okoli iznosi 214,4 mil.kWh/dan. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima u 2015. godini iznosila je 28,82% (61,8 mil.kWh/dan), dok je maksimalna postignuta iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima iznosila 42,30% (90,7 mil.kWh/dan).

Zbog potreba za povećanjem uvoza i osiguranja pouzdanosti opskrbe, posebnu pozornost treba dati ulazima na kojima se plin uvozi, UMS Rogatec na hrvatsko-slovenskoj granici i UMS Dravaszerdahely na hrvatsko-mađarskoj granici.

Tehnički kapacitet na UMS Rogatec iznosi 48,4 mil. kWh/dan. Tijekom 2015. godine njegova prosječna iskorištenost iznosila je 56,00%, a u sustav je preko UMS Rogatec preuzeto 9,9 mlrd. kWh plina, dok je vršna iskorištenost dosegla 100%. Od početka plinske godine 2014./2015. izostalo je ugovorno zagušenje koje je bilo prisutno u prethodnom razdoblju.

Tehnički kapacitet na UMS Dravaszerdahely iznosi 69,1 mil. kWh/dan, ali je uz samo preuzetih 285 mil.kWh plina u 2015. godini, njegova prosječna iskorištenost iznosila 2,17%. Vidljivo je da je interes korisnika za rezervacijom i korištenjem kapaciteta na UMS Dravaszerdahely gotovo izostao budući da je iskorištenost kapaciteta iznosila samo 2,17% tehničkog kapaciteta. Stoga je upitna konkurentnost plina dobavljenog tim pravcem.

Na razini sustava tijekom 2015. godine najveće dnevno opterećenje u iznosu od 113 mil. kWh/dan zabilježeno je 31.12.2015. Najveće dnevno opterećenje prema kupcima na distribucijskim sustavima u iznosu od 77 mil. kWh/dan zabilježeno je 01.01.2015. dok je najveće dnevno opterećenje prema krajnjim kupcima na transportnom sustavu zabilježeno 03.11.2015. u iznosu

od 54 mil. kWh/dan.

Svjetsku energetiku karakterizira kontinuirani rast potrošnje, ali uz smanjenje udjela fosilnih goriva, s izuzetkom prirodnog plina čiji će udjel i dalje rasti. Nasuprot tome, energetska potrošnja EU je u zadnjih desetak godina u padu i očekuje se da se taj pad nastavi i slijedećih desetak godina, da bi potom došlo do stagnacije potrošnje. Najnoviji Europski plan za prijelaz na niskougljično gospodarstvo najavljuje još izrazitiji trend smanjenja potrošnje fosilnih goriva, ali i zadržavanje značajnog udjela, od 24 %, prirodnog plina u energetici EU. Naravno, to ovisi o velikom broju čimbenika, prije svega gospodarskih, političkih i ekoloških, a dodatno je opterećeno činjenicom da EU, u ovom trenutku, namiruje samo trećinu potreba vlastitom proizvodnjom, a čak dvije trećine uvozi, najvećim dijelom iz Ruske Federacije i Norveške. Ta će ovisnost o uvozu rasti, prije svega zbog pada vlastite proizvodnje. S obzirom na želju smanjenja ovisnosti o ruskom plinu, potrebno je usmjeravanje prema novim izvorima i dobavnim pravcima. To su, prije svega, otvaranje JUŽNOG KORIDORA za dobavu kaspijskog i srednjoistočnog plina, i naravno, LNG. Stanje i smjerovi kretanja tržišta plina EU dobrim su se dijelom preslikali i na tržište Republike Hrvatske, kod koje je uloga prirodnog plina u energetske bilanci još značajnija, ali koja još uvijek, dijelom i zbog stalnog pada potrošnje još od 2008. godine, veći dio svojih potreba može pokriti domaćom proizvodnjom!

U uvjetima otvorenog tržišta potrebe za uvozom mogu biti i veće jer će proizvođač domaći prirodni plin usmjeravati prema njemu najpovoljnijim tržištima.

Sve to upućuje na nužnost uključivanja Republike Hrvatske u europske tokove tržišta prirodnog plina, što joj njezin povoljan geostrateški položaj omogućava. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske oblikovan je i građen s ciljem da se omogući uklapanje u sve nove strateške dobavne projekte, ali u žarište interesa izbili su LNG terminal na otoku Krku, kao najveći potencijal za razvoj cjelokupnog poslovanja s plinom, i Jonsko – jadranski plinovod (IAP). Slijedom činjenice da je plinski transportni sustav Republike Hrvatske dosegno značajnu razinu razvijenosti, može se reći da će njegov daljnji razvoj biti najvećim dijelom određen opsegom i dinamikom provedbe tih projekata.

Dobra usmjerenost razvoja plinskog transportnog sustava potvrđena je uvrštavanjem značajnog broja novih planiranih projekata na liste projekata od zajedničkog interesa EU (PCI) i Energetske zajednice (PECI) te na listu projekata povezivanja srednje i jugoistočne Europe (CESEC).

Razmatranje očekivanih potreba za transportom prirodnog plina u vremenskom okviru ovog plana 2017. – 2026. temeljeno je na: projekciji transporta za potrebe domaće potrošnje, projekciji transporta za potrebe skladištenja te projekcijama transporta, prirodnog plina s budućeg LNG terminala na otoku Krku, i Jonsko–jadranskim plinovodom (IAP). Valja naglasiti da se očekuje da će se transportirane količine od početka do kraja razmatranog razdoblja 2017. – 2026. značajno povećati. To bi moglo donijeti značajne gospodarske učinke, ali zahtijeva značajna ulaganja u gradnju novih dijelova plinskog transportnog sustava. Drugim riječima, za transport značajnijih količina prirodnog plina potrebni su novi transportni kapaciteti, do kojih se došlo na temelju sveobuhvatnih razmatranja i simulacija mogućih opcija rada plinskog transportnog sustava. Jedini ispravan pristup jest opcijski pristup, bez obzira radi li se o opskrbi domaćeg tržišta, koja mora biti konkurentna i pouzdana, ili transportu za susjedne zemlje, koji zahtijeva maksimalnu tržišnu prilagodljivost, osobito kada je on najvećim dijelom vezan na velike dobavne projekte kao što su LNG i IAP, ali i dobavu postojećim pravcima iz Slovenije i Mađarske.

Međutim, nisu samo osnovne tržišne kategorije – potrošnja, dobava, transportne količine i kapaciteti – one koje usmjeravaju razvoj plinskog transportnog sustava. Njega treba uskladiti i s potrebama i razvojem ostalih plinskih sustava u Republici Hrvatskoj: s proizvodnim sustavima, s distribucijskim sustavima i sa sustavom za skladištenje, što je u ovom planu i učinjeno.

Slijedom činjenice da je plinski transportni sustav Republike Hrvatske već povezan sa slovenskim i mađarskim sustavom, a da se upravo ovim planom predviđa i povezivanje s bosanskohercegovačkim i srbijanskim sustavom, kao i s budućim crnogorskim sustavom, nužna je potpuna usklađenost, i tehnička i operativna, s operatorima tih transportnih sustava. Sa slovenskim i mađarskim operatorima ta je suradnja već regulirana odgovarajućim dokumentima, dok se za buduće interkonekcije, već u ovom trenutku intenzivno surađuje sa susjednim operatorima.

Ovaj je plan usklađen i s neobvezujućim Desetogodišnjim planom razvoja plinskog transportnog sustava EU (ENTSO TYNDP 2017), koji predstavlja skup razvojnih infrastrukturnih planova (projekata) prikupljenih od europskih operatora transportnih sustava i promotora posebnih projekata, kojem je glavni cilj osiguranje stalnog praćenja europske plinske infrastrukture te ukazivanje na potencijalne nedostatke u budućim ulaganjima. Njime se pokušava obuhvatiti šira dinamika europskog plinskog tržišta s osvrtom na mogućnosti dobave, integraciju tržišta i sigurnost dobave.

Pored osiguranja tehničke i tehnološke infrastrukture za transport prirodnog plina, operator plinskog transportnog sustava mora osigurati i informacijsku platformu za prikupljanje, pohranjivanje i razmjenu podataka neophodnih za provođenje propisanih aktivnosti među sudionicima na tržištu prirodnog plina. U tu svrhu, za evidenciju i kontinuiranu razmjenu podataka sa subjektima na tržištu plina, uz osiguranu transparentnost i dostupnost, za svakodnevnu obradu i pohranjivanje svih podataka potrebnih za obavljanje usluge transporta plina i uravnoteženja plinskog transportnog sustava koji upravlja mogućim zagušenjima, osmišljen je i uveden informacijski sustav za komercijalno upravljanje kapacitetima (SUKAP). Ovim je planom predviđena njegova dogradnja u skladu s razvojem sustava i zahtjevima zakonske regulative.

Iako je plinski transportni sustav dosegnuo visoku razinu razvijenosti, kako u svojoj teritorijalnoj rasprostranjenosti od gotovo 95% i kapacitetima, tako i u povezanosti sa sustavima susjednih zemalja i tehnološkoj pouzdanosti te operativnoj sigurnosti, neupitan je njegov daljnji razvoj. Taj razvoj usmjeravaju, prije svega, potrebe domaćeg tržišta, odnosno potrebe osiguranja njegove konkurentnosti i pouzdanosti njegove opskrbe, dvosmjernog protoka te tehnološke pouzdanosti i tehničke sigurnosti. Stoga su osiguranje pouzdanosti opskrbe, kriterija N-1, dvosmjernog protoka na interkonekcijama ali i konkurentnosti opskrbe, bitne sastavnice ovog plana. To u prvi plan stavlja projekte kompresorskih stanica i projekt nove plinovodne interkonekcije na pravcu Lučko–Zabok–Rogatec.

Međutim, samom Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske naglašena je ključna uloga i odgovornost operatora plinskog transportnog sustava, ne samo u razvoju cjelokupnog sektora prirodnog plina i stvaranju preduvjeta pouzdane i tržišno konkurentne opskrbe svih domaćih potrošača, nego i u korištenju regionalne strateške pozicije u razvoju tranzitnih i ostalih potencijala.

Zato je, pored projekata koji su planirani za zadovoljavanje potreba domaćeg tržišta, planiran i niz projekata kojima je cilj uklapanje u nove dobavne pravce i projekte u okruženju, čijom izgradnjom će se omogućiti cjelokupnom plinskom transportnom sustavu Republike Hrvatske uključivanje u regionalne i europske tokove i tržišta prirodnog plina. Stoga, u daljnjem razvoju plinskog transportnog sustava polazimo od vlastitih potreba, ali uvažavajući potrebe i zahtjeve svog šireg okruženja, a pogotovo EU, čija smo članica, nastojimo maksimalno iskoristiti i vrednovati geostratešku poziciju Republike Hrvatske.

To je u skladu s najnovijom inicijativom Europske komisije (EK) koja je pokrenuta s ciljem žurnog



povezivanja plinskih sustava zemalja srednje i jugoistočne Europe (Central and South-East European Gas Connectivity =CESEC) i njihovim uklapanjem u europske tokove plina i projekte. Međusobna nepovezanost njihovih plinskih sustava i izrazita ovisnost o ruskom plinu, je dobila punu težinu zbog izuzetne složenosti zbivanja, kako u Ukrajini, tako i mediteranskom, bliskoistočnom i srednjoistočnom području, a osobito zbog ruskog odustajanja od projekta JUŽNI TOK, neizvjesnosti vezane uz projekt TURSKE TOK i najave prestanka tranzita ruskog plina preko Ukrajine nakon 2019. godine. Upravo bi uloga Republike Hrvatske, u rješavanju ovog gorućeg energetskeg problema, s obzirom na značajne dobavne potencijale (LNG terminal na otoku Krku + IAP + interkonekcije) mogla biti bitna. To je potvrđeno ulaskom značajnog broja tih projekata na CESEC listu. Međutim iako su učinjeni značajni naponi u pripremi prethodno navedenih projekata, osobito projekta LNG terminala na otoku Krku, oni još nisu dosegili zrelost za donošenje konačne odluke o ulaganju pa su svi pripadajući razvojni projekti plinskog transportnog sustava u ovaj plan ušli u statusu projekata bez odluke o ulaganju.

## SUMMARY

With a quarter of share in primary energy, natural gas holds a significant place both in the energy of the Republic of Croatia and in the entire economy, due to its production potentials, storage potentials and other potentials as well as due to exceptional geostrategic position of Croatia. The importance of the gas transmission system, which connects all other gas systems, both domestic and international is unquestionable. Therefore, the development and planning of the gas transmission system is exceptionally important. The planning has been carried out through the preparation of the Ten-Year Development Plan of the Gas Transmission System which is not only the obligation of the gas transmission system operator arising from the Gas Market Act (OG 28/13, 14/14), but also the necessity to consider needs and potentials of its further development in a comprehensive manner, as well as the development of the entire gas sector.

The analysis of the gas transmission system status is the basis of these activities. By the end of 2015, which is the basic year of this plan, the gas transmission system has reached a high level of construction and development, with 2694 km of gas pipelines and 153 measuring-reduction stations, that is, 95% of the territory coverage. In 2015, 26,371 TWh of gas was taken over into the transmission system, which is an increase by 4.71% compared to 2014. Simultaneously, 26,371 TWh of gas was delivered from the transmission system, which is an increase by 4.48%. Out of the totally delivered 26,371 TWh of gas in 2015, 10,34 TWh or 39% was delivered to customers on distribution systems, 12,652 TWh or 48% to end users connected to the transmission system, while 3,379 TWh or 13% of gas was injected into PSP Okoli gas storage. Gas delivery into the distribution systems in 2015 increased by 10,86% compared to the previous year while gas delivery to end users connected to the transmission system decreased by 3,08%. The total increase of gas volumes taken over into the transmission system and the gas volume delivered from the transmission system, compared to 2014, occurred due to a significant increase of consumption in distribution systems, and large activities in the PSP Okoli storage. The increase in activities of PSP Okoli was reflected in significant increase in withdrawal and injection of gas. In 2015 there was an increase by 18,19% of injected gas, while the gas withdrawal increased by as much as 39,74% compared to 2014.

The total technical capacity of entry into the transmission system, without withdrawal capacity from PSP Okoli, is 214,4 mil. kWh/day. Average utilisation of the technical capacity at all entries in 2015 was 28,82% (61,8 mil. kWh/day), while the maximum reached utilisation of the technical capacity at all entries was 42,30% (90,7 mil. kWh/day).

Since it is necessary to increase the import and provide security of supply, special attention needs to be paid to the entries at which gas is imported, at the EMS (entry measuring station) Rogatec at the Croatian-Slovenian border and the EMS Dravaszerdahely at the Croatian-Hungarian border.

The technical capacity at the EMS Rogatec is 48,4 mil. kWh/day. In 2015 its average utilisation was 56,00%. 9,9 billion kWh of gas was taken over into the system through EMS Rogatec while peak utilisation reached 100%! From the start of the gas year 2014/2015 contractual congestion that had been present in the previous period was not present in this period.

The technical capacity at the EMS Dravaszerdahely is 69,1 mil. kWh/day, but with only 285 mil. kWh of gas taken over in 2015, its average utilisation was 2,17%. It is evident that the interest of users to book capacity at EMS Dravaszerdahely was extremely low since the utilisation of the capacity was only 2,17% of technical capacity. The competitiveness of gas supplied through this direction is therefore in question.



At the level of the system in 2015 the peak daily load of 113 mil. kWh/day was recorded on 31 December 2015. Peak daily load towards customers in distribution system was 77 mil. kWh/day, recorded on 1 January 2015 while the peak daily load towards end users on the transmission system was 54 mil. kWh/day, recorded on 1 November 2015.

The characteristics of global energy is a continuous growth of consumption, but with a reduction of fossil fuels share, except natural gas, whose share will continue to grow. As opposed to that, the energy consumption of the EU was decreasing in the last decade. It is expected that this decline continues in the next ten years and then comes the stagnation of consumption. The latest European plan for the transfer to a low-carbon economy announces even more prominent trend of the decrease of fossil fuels, however, simultaneously retaining a significant share of natural gas (24%) in the EU energy. Certainly, it depends on a number of factors, primarily economic, political and environmental. All mentioned is additionally burdened by the fact that currently the EU is covering only a third of the required gas by its own production, while two thirds of gas are being imported, mostly from the Russian Federation and Norway. This import-dependency trend will increase, primarily due to the decrease of own production. Considering the wish to decrease the dependency on the Russian gas, one should orient towards new sources and supply routes. This is primarily opening of the SOUTH CORRIDOR for supply of the Caspian and Middle East gas, and certainly the LNG.

The condition and trends of the EU gas market have partly reflected on the Croatian market as well. In Croatia the role of natural gas in energy balance is even more significant, however it can still cover larger part of its needs by domestic production, partly due to a constant consumption decrease since 2008.

In open market conditions the need for import can be even larger since the producer will direct domestic natural gas to most favourable markets for the producer.

All this implies that it is necessary for Croatia to integrate into the European natural gas market flows, what is enabled by its favourable geostrategic position. The Croatian gas transmission system has been shaped and constructed to enable its integration into all new strategic supply projects. Currently, two projects are in the focus of interest: the LNG terminal on the island of Krk, having the largest potential for development of overall gas business, and the Ionian – Adriatic Pipeline (IAP). Since the Croatian gas transmission system has reached a high level of development, one can say that its further development will be mostly determined by the scope and dynamics of implementation of these projects.

The proof that the development of the gas transmission system is well oriented is the fact that a significant number of new planned projects have been included in the EU Projects of Common Interest (PCI) and the Projects of Energy Community Interest (PECI) list, as well as in the list of projects of the Central East South Europe Gas Connectivity (CESEC).

The consideration of expected needs for natural gas transmission within the period of this plan (2017-2026) has been based on: the projections of transmission for the domestic consumption needs, the projection of transmission for storage needs and the projection of transmission of natural gas from the future LNG terminal on the island of Krk, and the Ionian – Adriatic Pipeline (IAP). One should emphasise that the transported volumes are expected to increase more significantly from the start to the end of the considered period (2017-2026). This could create significant economic results, and it requires significant investment in the construction of new parts of the gas transmission system. In other words, the transmission of significant natural gas volume requires new large transmission capacity, which was proven by comprehensive considerations and simulations of potential operation options of the gas transmission system. The only right approach is the one that includes options, regardless whether it is related to the

domestic market supply, which needs to be secure and competitive, or to the transmission for neighbouring countries, which requires maximum market flexibility, especially when it is in larger part related to large supply projects such as the LNG and IAP, as well as to supply by the existing routes from Slovenia and Hungary.

However, not only basic market categories (consumption, supply, transmission quantities and capacity) are the ones that direct the development of the gas transmission system. It should be harmonised with the needs and development of other gas systems in Croatia: production, distribution and storage system, which has been done in this plan.

Considering the fact that the Croatian gas transmission system has already been connected with the Slovenian and the Hungarian system and that this Plan anticipates connecting with the Bosnian and Herzegovinian and the Serbian system, as well as with the future Montenegrin system, the full harmonization, both technical and operational, with the operators of those transmission systems is necessary. Coordination with the Slovenian and the Hungarian operators has been already regulated with the relevant documents and at the moment we have intensive cooperation with the neighbouring operators concerning the future interconnections.

This Plan has also been harmonized with the non-binding EU Ten-Year Network Development Plan (ENTSO TYNDP 2017), which presents the group of development infrastructure plans (projects) gathered by the European transmission system operators and the promoters of special projects and its main aim is to provide constant monitoring of the European gas infrastructure and to highlight the potential flaws in the future investments. It tries to cover wider dynamics of the European gas market with the view to the possibilities regarding supply, market integration and security of supply.

Besides providing technical and technological infrastructure for the natural gas transmission, the transmission system operator also needs to provide information platform for the collection, storing and exchange of data necessary for carrying out stipulated activities among the participants on the natural gas market. For this purpose, for the recording and continuous exchange of data with the subjects on the gas market, with secured transparency and accessibility for daily processing and storing of all data necessary for carrying out the service of gas transmission and balancing of the gas transmission system that manages possible congestions, an information system for commercial capacity management (SUKAP) has been created and implemented. This Plan anticipates its upgrading in compliance with the system development and legislation requirements.

Although the gas transmission system has reached the high level of development, both in terms of its territory coverage of almost 95% and capacities as well as in terms of its connection with the systems of the neighbouring countries and technological reliability and operative security, its further development is unquestionable. This development has been directed primarily by the requirements concerning domestic market, that is, the need to provide its competitiveness and the security of its demand, bidirectional gas flow as well as technological reliability and technical security. Therefore, providing the security of supply, N-1 criterion and bidirectional flow at the interconnections as well as the competitiveness of supply are vital components of this Plan. This puts in the forefront the projects of compressor stations and the project of the new gas interconnection in the direction of Lučko – Zabok – Rogatec.

However, the Strategy of Energy Development of the Republic of Croatia points out the key role and responsibility of the gas transmission system operator, not only in development of the entire natural gas sector and providing preconditions for the reliable and by market standards

competitive supply of all domestic consumers but also in using its regional strategic position in development of transit and other potentials.

Therefore, in addition to the projects planned to satisfy the domestic market needs, a set of other projects, the aim of which is incorporation into new supply routes and projects in the surrounding, has been anticipated as well. Its construction will enable incorporation of the entire Croatian gas system into regional and European flows and natural gas markets. In other words, our starting point in the further development of the gas transmission system are our own needs, respecting the needs and requirements of the wider surrounding, primarily of the EU, of which Croatia is also a member. In addition, we are also trying to use and value the geostrategic position of Croatia up to the maximum.

This is in compliance with the latest initiative of the European commission (EC). This initiative was launched in order to urgently connect gas systems of the countries of Central and South-East Europe (Central and South-East European Gas Connectivity = CESEC) by their integration into the European gas flows and projects. The lack of connection of their systems and strong dependency on the Russian gas is now even more distinct due to complexity of events at the global level, both in Ukraine, in the Mediterranean and the Middle East region, particularly due to Russian abandoning of the SOUTH STREAM project, uncertainty related to the project TURISH STREAM and the announced termination of the transit of the Russian gas over Ukraine after 2019. The role of Croatia in solving this major energy problem could be crucial having in mind significant supply potentials (LNG terminal on the island of Krk + IAP + interconnections). This has been confirmed by including a significant number of these projects in the CESEC list. However, although significant efforts have been made in preparation of previously stated projects, particularly the project of the LNG terminal on the island of Krk, they have not yet reached the maturity to take a final investment decision so all associated development projects of the gas transmission system were included into this plan in the status of projects without the final investment decision.

## UVOD

Ovaj Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2017.-2026. (u daljnjem tekstu: Desetogodišnji plan) je izrađen slijedom zakonske obveze operatora plinskog transportnog sustava, propisane Zakonom o tržištu plina (NN 28/13, 14/14), da svake godine, isti izradi u skladu sa Strategijom energetskega razvoja i pripadajućim Programom provedbe Strategije energetskega razvoja i dostavi ga Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji na odobrenje.

Plinacro d.o.o., hrvatski operator plinskog transportnog sustava, koji je od Hrvatske energetske regulatorne agencije 10.11.2003. ishodio dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti transporta plina (registarski broj dozvole: 080304171-0030-08/03), a čija je certifikacija pred istom, sukladno prethodno navedenom zakonu, u tijeku, ovime to i čini.

Ovim Desetogodišnjim planom se, svim sudionicima na tržištu plina, ali i ostalim zainteresiranim subjektima, ukazuje na planirani razvoj glavne plinske transportne infrastrukture u planskom razdoblju 2017.-2016. Slijedom činjenice da se njime obuhvaća i novo petogodišnje regulatorno razdoblje 2017.-2021., on će biti osnova Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji za utvrđivanje tarifnih stavki, odnosno transportne tarife, za to regulatorno razdoblje.

Potrebno je naglasiti da se isključivo projekti s konačnom investicijskom odlukom (KIO) mogu razmatrati kao regulirana sredstva koja su osnova za utvrđivanje transportne tarife.

U postupku odobravanja Desetogodišnjeg plana Hrvatska energetska regulatorna agencija, pored ostalog, provjerava njegovu usklađenost sa Strategijom energetskega razvoja Republike Hrvatske i neobvezujućim desetogodišnjim planom razvoja transportnog sustava Europske unije (TYNDP).

# 1. STANJE PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE

## 1.1 IZGRAĐENOST SUSTAVA

Transportni sustav Republike Hrvatske sastoji se od međunarodnih, magistralnih, regionalnih, odvojnih i spojnih plinovoda i objekata na plinovodu, radnog tlaka 75 i 50 bar te mjerno-redukcijskih stanica različitih kapaciteta. Postojećim ustrojem i teritorijalnim rasprostiranjem (na gotovo 95% teritorija) transportnog sustava usuglašeni su tehničko – tehnološki aspekti s potrebama korisnika transportnog sustava u cilju osiguravanja sigurnosti i pouzdanosti transporta i isporuke plina uz optimalizacije troškova održavanja i poslovanja.

Ukupna duljina plinovoda u transportnom sustavu iznosi 2.694 km, od čega je 952 km plinovoda radnog tlaka 75 bar, a 1.742 km plinovoda radnog tlaka 50 bar (Karta 1).

Do kraja 2015. godine na plinskom transportnom sustavu izgrađeno je 153 mjerno-redukcijskih stanica s 275 mjernih linija, 81 čistačka stanica te 137 ostalih objekata (MČS, PČ, OPČS, UMS, MRČ, OČS).

Karta 1 Plinski transportni sustav Republike Hrvatske, stanje na dan 31.12.2015.





## 1.2 KORIŠTENJE SUSTAVA

Tijekom 2015. godine u transportni sustav preuzeto je 26.317 mil.kWh plina što je povećanje od **4,7%** u odnosu na 2014. godinu. U ukupno preuzetim količinama plina, udio plina preuzet s proizvodnih polja u RH iznosio je 47%, udio plina preuzet na interkonekcijama iznosio je 39%, a udio plina preuzet iz Podzemnog skladišta plina Okoli iznosio je 14%.

Iz transportnog sustava predano je u 2015. godini 26.317 mil. kWh plina što je povećanje od 4,7% u odnosu na 2014. godinu. U ukupno predanim količinama plina, udio plina predanog krajnjim kupcima iznosio je 48%, udio plina predan u distribucijske sustave iznosio je 39%, dok je udio predan u Podzemno skladište plina Okoli iznosio 13%. Evidentiran je porast sveukupne predaja plina iz transportnog sustava u usporedbi s 2014., zbog nešto veće potrošnje na distribucijskim sustavima, ali uvelike zbog velike aktivnosti na PSP Okoli.

Početakom 2015. na snagu je stupio novi model uravnoteženja transportnog sustava, prema kojem su se, uz ponuditelja energije uravnoteženja na godišnjoj razini, u ponudu energije uravnoteženja uključili i drugi subjekti na tržištu kao ponuditelji energije uravnoteženja na dnevnoj razini. Sve evidentirane ponude energije uravnoteženja odnosile su se na sustav skladišta plina. U predmetnom razdoblju, aktivirano je ukupno 68.640.000 kWh pozitivne i čak 599.520.000 kWh negativne energije uravnoteženja.

Tehnički kapaciteti na ulazima i izlazima iz transportnog sustava omogućili su sigurnu i pouzdanu opskrbu plinom na što ukazuje činjenica da je u uvjetima vršne potrošnje iskorištenost tehničkog kapaciteta na ulazima u transportni sustav iznosila 42,3%.

Tijekom 2015. godine 14 (od 17) bilančnih skupina koristilo je kapacitet na ulazima u transportni sustav, dok je 15 (od 17) bilančnih skupina koristilo kapacitet na izlazima iz transportnog sustava,

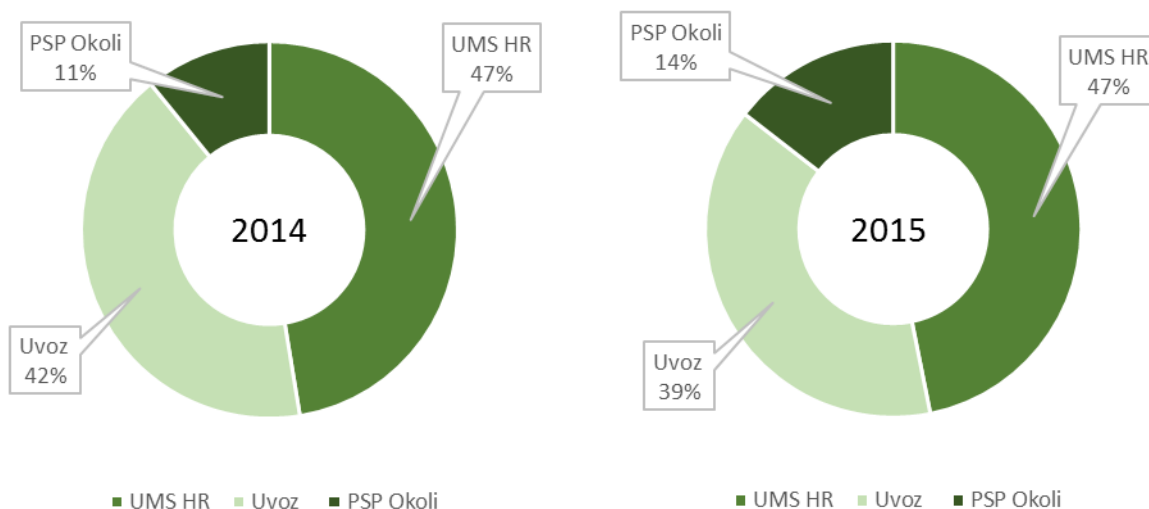
### 1.2.1. ULAZI U TRANSPORTNI SUSTAV

Tijekom 2015. godine 14 (od 17) bilančnih skupina koristilo je kapacitet na ulazima u transportni sustav, pri čemu je ukupno preuzeto 26.371 mil.kWh plina, dok je u 2014. preuzeto 25.184 mil. kWh plina. U tablici 1 i grafovima 1 i 2 dan je detaljniji prikaz po kategorijama ulaza u transportni sustav te usporedba istih s prethodnom godinom.

**Tablica 1** Količine plina preuzete u transportni sustav

	<b>2014</b> (x10 <sup>6</sup> kWh)	<b>2015.</b> (x10 <sup>6</sup> kWh)	%
UMS u HR (proizvodnja plina)	11.939	12.351	3,45%
Uvoz plina	10.505	10.191	-2,99%
<b>UKUPNO</b>	<b>22.444</b>	<b>22.542</b>	<b>0,44%</b>
PSP Okoli	2.740	3.829	39,74%
<b>SVEUKUPNO</b>	<b>25.184</b>	<b>26.371</b>	<b>4,71%</b>

Na Grafu 1. i 2 prikazani su udjeli pojedine vrste ulaza u ukupno preuzetim količinama plina u transportni sustav.



**Graf 1** Udio ulaza u ukupno preuzetim količinama plina 2014.

**Graf 2** Udio ulaza u ukupno preuzetim količinama plina 2015.

### 1.2.2. IZLAZI IZ TRANSPORTNOG SUSTAVA

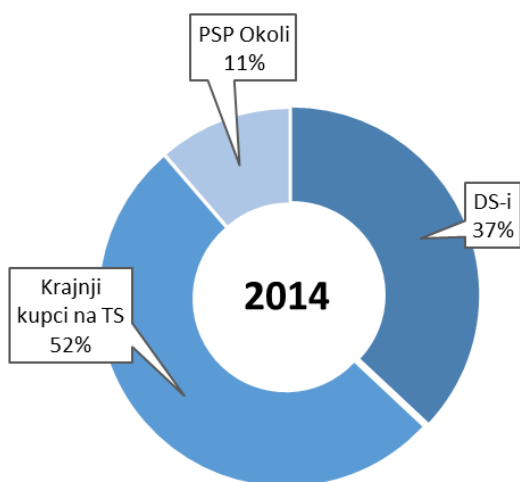
U 2015. godini 15 (od 17) bilančnih skupina koristilo je kapacitet na izlazima iz transportnog sustava, pri čemu je isporučeno 26.371 mil.kWh plina, uključivo s izlazom prema PSP Okoli. Evidentirana je nešto veća potrošnja u odnosu na 2014., isključivo zbog povećanja isporuke prema distribucijskim sustavima, dok je predaja plina prema krajnjim kupcima smanjena.

U tablici 2, dan je detaljniji prikaz po kategorijama izlaza iz transportnog sustava te usporedba istih s prošlom godinom. Najveće smanjenje isporuke plina evidentirano je za krajnje kupce priključene na transportni sustav u iznosu od 3,09%. Isporučka plina u distribucijske sustave veća je u odnosu na isto razdoblje 2014. godine za 10,86%.

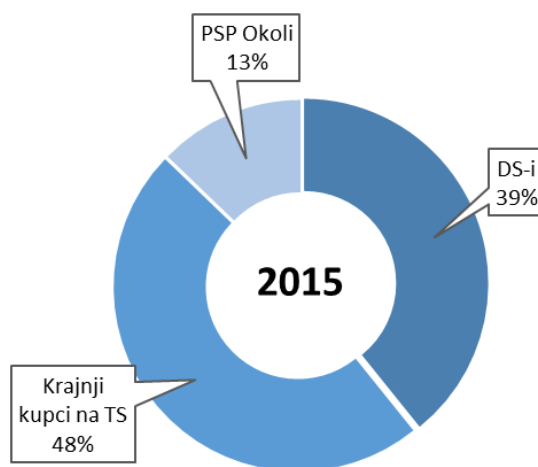
**Tablica 2** Količine plina isporučene na izlazima iz transportnog sustava po kategorijama priključenih sustava

	2014.	2015.	%
	(x10 <sup>6</sup> kWh)	(x10 <sup>6</sup> kWh)	
Distributivni sustavi	9.327	10.340	10,86%
Krajnji kupci na transportnom sustavu	13.055	12.652	-3,09%
<b>UKUPNO</b>	<b>22.382</b>	<b>22.992</b>	<b>2,73%</b>
PSP Okoli	2.859	3.379	18,19%
<b>SVEUKUPNO</b>	<b>25.241</b>	<b>26.371</b>	<b>4,48%</b>

Udjeli pojedine grupe izlaza u ukupno isporučenim količinama plina iz transportnog sustava prikazani su na grafovima 3 i 4.



**Graf 3** Udio količina plina isporučenih za pojedine grupe izlaza iz TS 2014.



**Graf 4** Udio količina plina isporučenih za pojedine grupe izlaza iz TS 2015.

**Tablica 3** Količine plina preuzete u transportni sustav i količine plina isporučene iz transportnog sustava u 2014. i 2015. godini.

BILANCA 2014/15 [x 10 <sup>6</sup> kWh]	2014	2015	Razlika	[%]
<b>Domaća proizvodnja</b>	<b>11.939</b>	<b>12.351</b>	<b>412</b>	<b>3,45%</b>
Panon	5.691	5.520	-171	-3,00%
Terminal Pula	6.248	6.831	583	9,33%
<b>Uvoz</b>	<b>10.505</b>	<b>10.191</b>	<b>-314</b>	<b>-2,99%</b>
Rogatec	9.735	9.907	172	1,77%
Donji Miholjac	770	285	-485	-62,99%
<b>PSP Okoli - povlačenje</b>	<b>2.740</b>	<b>3.829</b>	<b>1.089</b>	<b>39,74%</b>
<b>UKUPNO ULAZ u TS</b>	<b>25.184</b>	<b>26.371</b>	<b>1.187</b>	<b>4,71%</b>
<b>Izlazi iz TS-a (MRS)</b>	<b>22.381</b>	<b>22.992</b>	<b>611</b>	<b>2,73%</b>
Distribucijski sustavi	9.327	10.340	1.013	10,86%
Krajnji kupci na TS	13.054	12.652	-402	-3,08%
<b>PSP Okoli - utiskivanje</b>	<b>2.859</b>	<b>3.379</b>	<b>520</b>	<b>18,19%</b>
<b>UKUPNO IZLAZ iz TS</b>	<b>25.240</b>	<b>26.371</b>	<b>1.131</b>	<b>4,48%</b>

### 1.3 ISKORIŠTENOST KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA

#### 1.3.1. ISKORIŠTENOST KAPACITETA NA ULAZIMA U TRANSPORTNI SUSTAV

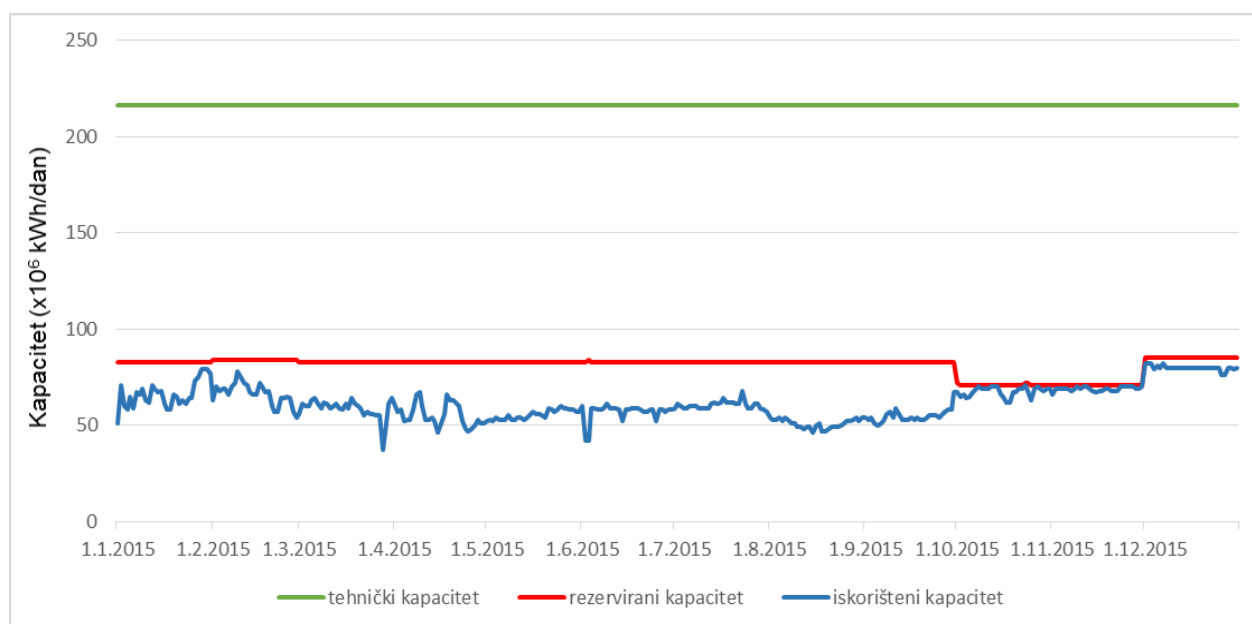
Ukupan tehnički kapacitet ulaza u transportni sustav bez kapaciteta povlačenja iz PSP Okoli iznosi 214,4 mil.kWh/dan (Tablica 4).

**Tablica 4** Tehnički i iskorišteni kapaciteti ulaza u TS

	Tehnički kapacitet (mil. kWh/dan)	Najveći iskorišteni kapacitet (mil. kWh/dan)	Prosječno korištenje kapaciteta (mil. kWh/dan)	Prosječna iskorištenost kapaciteta (%)
UMS Rogatec (PN 50)	48,4	48,4	27,1	55,99
Panon ukupno (PN 50)	34,9	16	15,1	43,27
<b>Ukupno (PN 50)</b>	<b>83,3</b>	<b>64,4</b>	<b>42,2</b>	<b>50,66</b>
***UMS Terminal Pula (PN 75)	62	24,8	18,7	30,16
UMS Dravaszerdahely (PN 75)	69,1	1,5	0,9	1,30
<b>Ukupno (PN 75)</b>	<b>131,1</b>	<b>26,3</b>	<b>19,6</b>	<b>14,95</b>
<b>Ukupno</b>	<b>214,4</b>	<b>90,7</b>	<b>61,8</b>	<b>28,82</b>

Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima iznosila je 28,82%, dok je maksimalna postignuta iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima iznosila 42,30%.

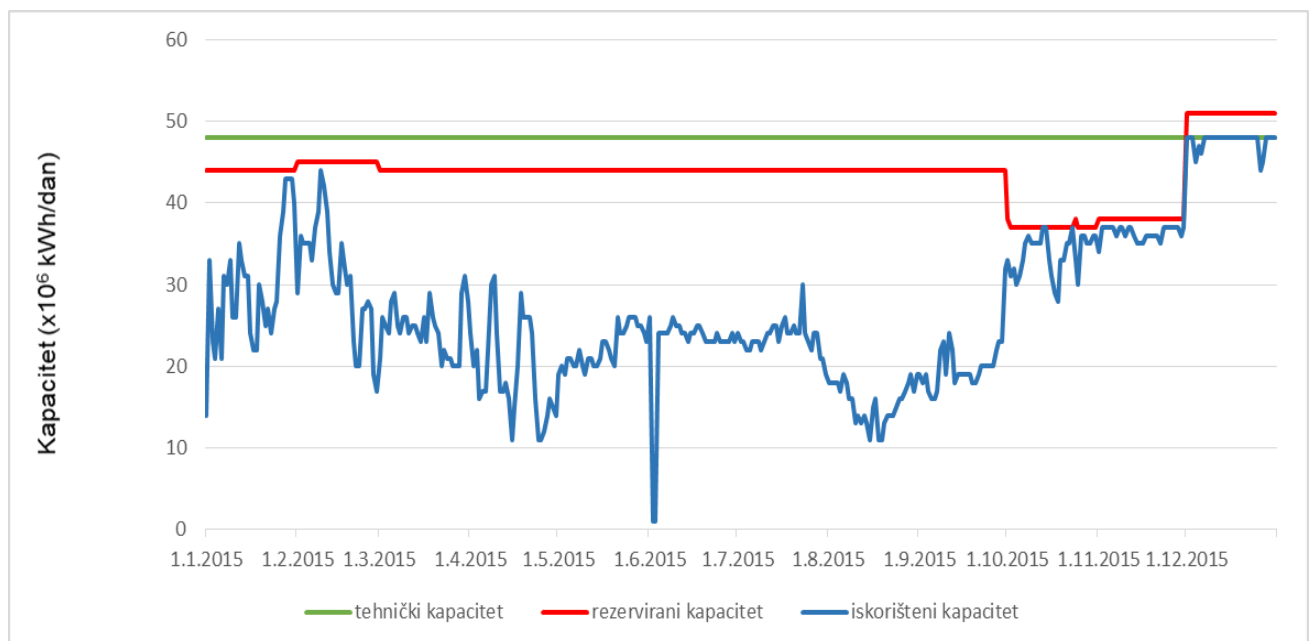
\*\*\*Napomena: Kod tehničkog kapaciteta na svim ulazima na UMS Terminal Pula naveden je tehnički kapacitet infrastrukture Plinacra na navedenom ulazu iznosi 62 mil. kWh/dan. Podatak o mogućnosti maksimalne proizvodnje plinskih polja Sjevernog Jadrana Plinacru nije poznat.



**Graf 5** Usporedba ukupnog tehničkog, rezerviranog i iskorištenog kapaciteta na ulazima u TS bez PSP Okoli u kWh/dan u 2015. godini

**UMS Rogatec - Tehnički kapacitet ⇒ 48,4 mil. kWh/dan**

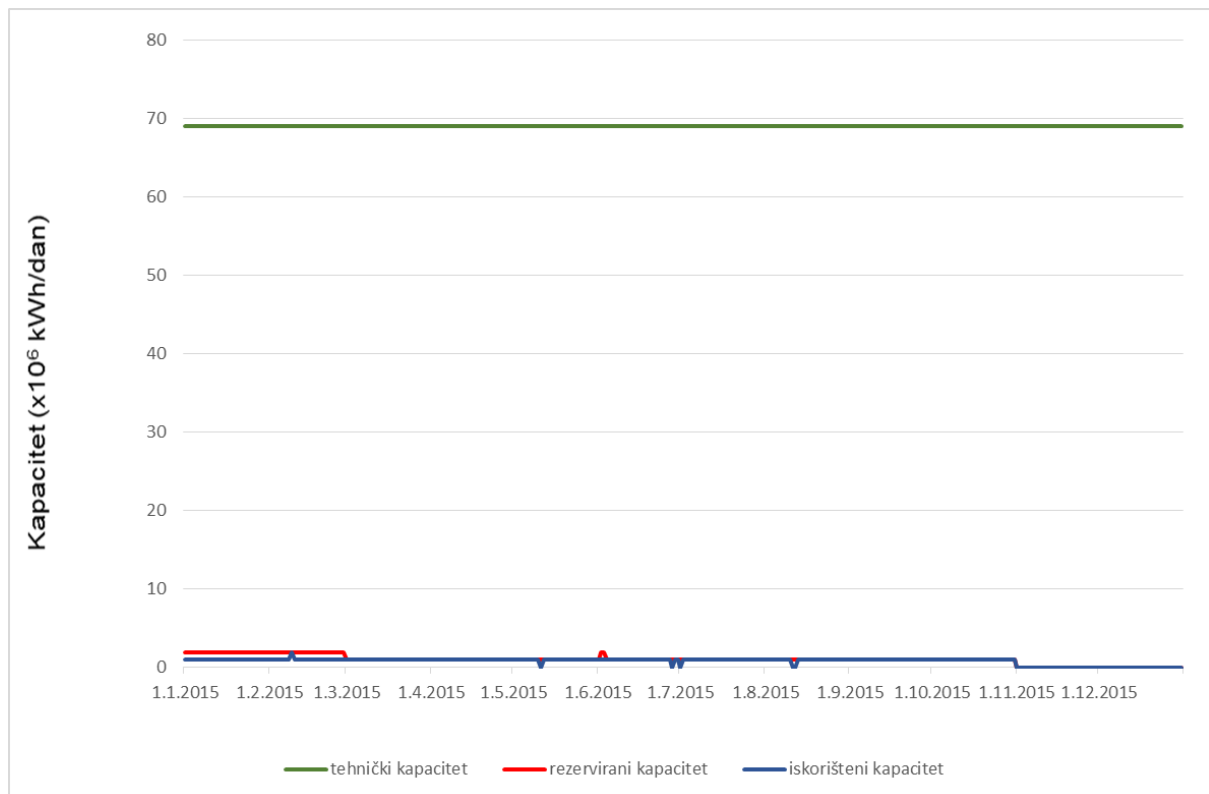
Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Rogatec tijekom 2015. godine iznosila je 56,00 %, a u sustav je preko UMS Rogatec preuzeto 9,9 mlrd.kWh plina, za 16 korisnika, dok je tehnički kapacitet navedenog ulaza omogućavao preuzimanje 17,7 mlrd.kWh (Graf 5). Od studenog 2012. godine do listopada 2014. godine bilo je prisutno ugovorno zagušenje, te je korisnicima ponuđen prekidivi kapacitet. Unatoč ugovornom zagušenju iskorištenost kapaciteta nije se povećala. Od 1. listopada 2014. s primjenom nove Metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina započela je naplata kapaciteta na ulazima u transportni sustav, te su korisnici uskladili rezervacije sa stvarnim potrebama. Posljedica je prestanak ugovornog zagušenja i izostanak rezervacija na prekidivoj osnovi.



**Graf 6** Usporedba tehničkog, rezerviranog i iskorištenog kapaciteta na UMS Rogatec u kWh/dan u 2015. godini

**UMS Dravaszerdahely - Tehnički kapacitet ⇒ 69,1 mil. kWh/dan**

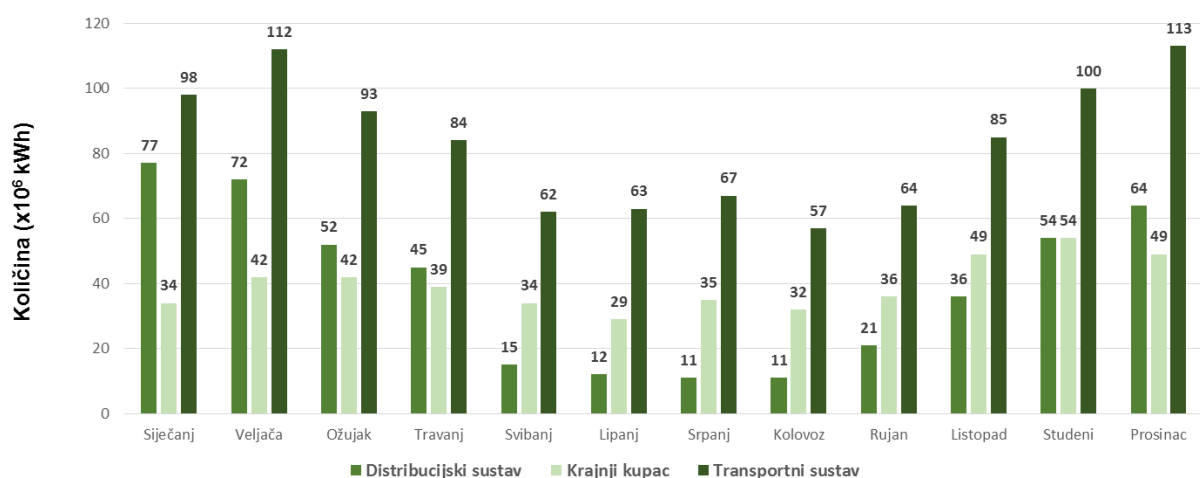
Na UMS Dravaszerdahely u 2015. godini kapacitete je rezerviralo 6 korisnika. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Dravaszerdahely iznosila je 2,17%, a u sustav je u 2015. godini preuzeto ukupno 285 mil. kWh plina. Tehnički kapacitet navedenog ulaza omogućavao je preuzimanje 25,2 mlrd. kWh plina.



**Graf 7** Usporedba tehničkog, rezerviranog i iskorištenog kapaciteta na UMS Dravaszerdahely u mil.kWh/dan u 2015. godini

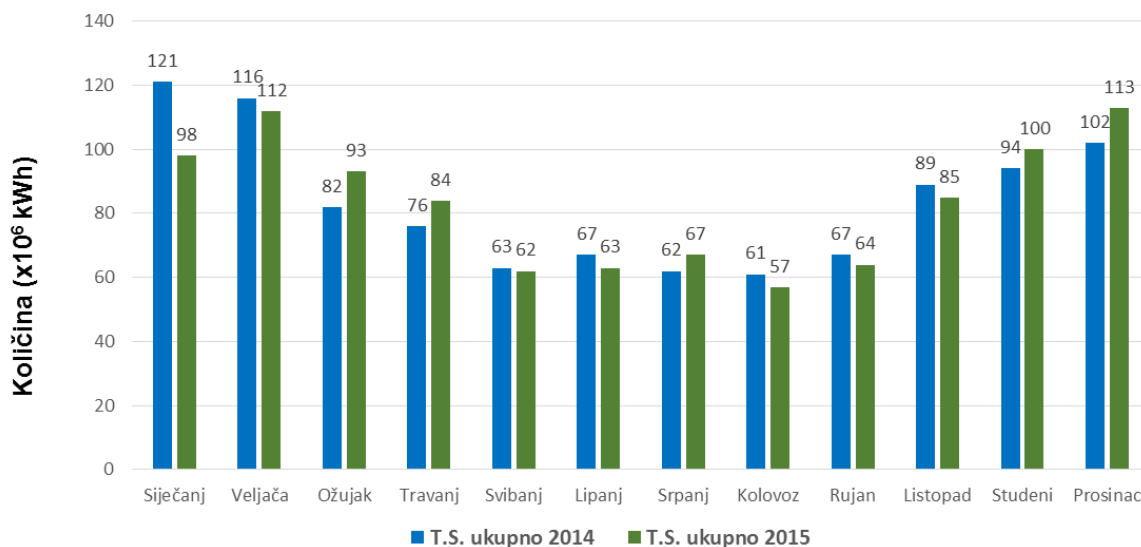
### 1.3.2. NAJVEĆA DNEVNA OPTEREĆENJA SUSTAVA

Na razini sustava tijekom 2015. godine najveće dnevno opterećenje u iznosu od 113 mil.kWh/dan zabilježeno je 31.12.2015. Najveće dnevno opterećenje prema kupcima na distribucijskim sustavima zabilježeno je 01.01.2015. u iznosu od 77 mil. kWh/dan. Najveće dnevno opterećenje prema krajnjim kupcima na transportnom sustavu zabilježeno je 03.11.2015. u iznosu od 54 mil. kWh/dan.



**Graf 8** Usporedba najvećih dnevnih opterećenja sustava prema distribucijskim sustavima, krajnjim kupcima i ukupno za transportni sustav u 2015. godini.



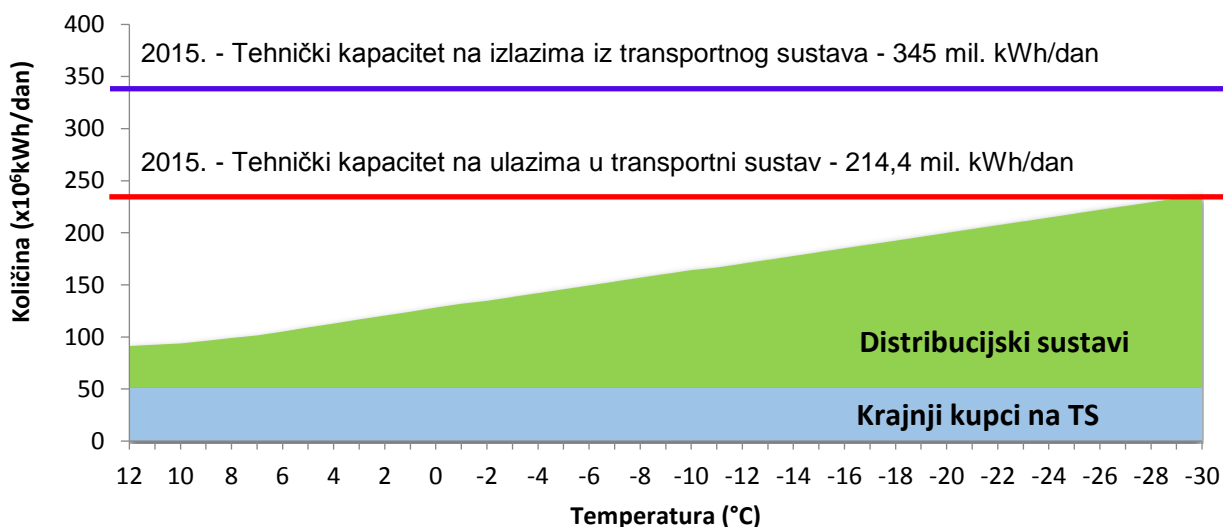


**Graf 9** Usporedba najvećih dnevnih opterećenja na transportnom sustavu u 2014. i 2015.

#### 1.4 SIGURNOST OPSKRBE I KRITERIJ N-1

Sa stanovišta sigurnosti opskrbe tijekom 2015. godine nije bilo poteškoća u radu plinskog transportnog sustava.

Kapaciteti transportnog sustava omogućavali su da se u potpunosti zadovolje potrebe tržišta plina.



**Graf 10** Raspoloživi ulazni i izlazni kapaciteti te potrošnja plina pri određenim temperaturama okoline

Međutim, Uredba (EU) 994/2010 o mjerama za očuvanje sigurnosti opskrbe plinom propisuje obvezu operatora transportnog sustava u pogledu omogućavanja stalnog dvosmjernog kapaciteta na svim prekograničnim povezivanjima među državama članicama Europske unije te prilagođavanje funkcioniranja transportnog sustava kako bi se djelomično ili u cijelosti omogućio fizički protok plina u oba smjera.

Plinski transportni sustav Republike Hrvatske povezan je s plinskim transportnim sustavom Republike Slovenije jednosmjernim međudržavnim spojnim plinovodom (jednosmjerna

interkonekcija preko UMS Rogatec) i s plinskim transportnim sustavom Republike Mađarske dvosmjernim međudržavnim spojnim plinovodom (dvosmjerna interkonekcija preko UMS Dravaszerdahely). Međutim, do sada na interkonekciji s Republikom Mađarskom nije ostvaren dvosmjerni protok, odnosno nije ostvaren protok plina iz Hrvatske u Mađarsku.

Formulom N-1, iz prethodno navedene uredbe, opisuje se tehnički kapacitet infrastrukture za zadovoljavanje cjelokupne potražnje plina na području izračuna, u slučaju poremećaja na jedinstvenoj infrastrukturi na dan izuzetno visoke potražnje za plinom, koja se statistički događa jednom u 20 godina. Sigurnost opskrbe po tom kriteriju zadovoljena je u slučaju  $N-1 \geq 1$  odnosno  $N-1 \geq 100\%$ .

Kod izračuna N-1 za ulazne točke kod uvoza i skladišta korišteni su objavljeni kapaciteti sustava, dok je kapacitet iz domaće proizvodnje izračunat na temelju godišnje proizvodnje svedene na dnevnu proizvodnju i uvećanu za maksimalno odstupanje od prosjeka koji se događa 1 u 20 godina.

Ukupna dnevna potrošnja koja se može statistički dogoditi 1 u 20 godina izračunata je na temelju prosječne dnevne potrošnje potrošača s distributivnog sektora, komercijalnih potrošača na transportnom sustavu, petrokemije i energetskih transformacija uvećanu za maksimalno odstupanje od prosjeka koji se događa 1 u 20 godina.

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + UPP_m - I_m}{D_{max}} \times 100$$

gdje je:

- Dmax** – ukupna dnevna potražnja za plinom u danu iznimno visoke potražnje za plinom kakva se prema statističkoj vjerojatnosti javlja jedanput u 20 godina
- EPm** – tehnički kapacitet ulaznih mjesta, osim proizvodnih postrojenja, UPP i skladišta,
- Pm** – ukupan zbroj najvećeg tehničkog dnevnog proizvodnog kapaciteta svih postrojenja za proizvodnju plina koji se može dopremiti do ulaznih mjesta
- Sm** – najveći tehnički kapacitet dobave iz skladišta
- UPPm** – najveći tehnički kapacitet dobave iz UPP-a
- Im** – tehnički kapacitet najvećeg pojedinačnog plinskog infrastrukturnog objekta

Tako je u 2015. godini bilo:

<b>Epm</b>	- Rogatec	48,4 mil. kWh/d
	Dravaszerdahely	69,1 mil. kWh/d
<b>Pm</b>	- Domaća proizvodnja	40,0 mil. kWh/d
<b>Sm</b>	- PSP (max. zimi)	55,1 mil. kWh/d
<b>Im</b>	- Dravaszerdahely	69,1 mil. kWh/d
<b>Dmax</b>	-	153,6 mil. kWh/d

$$N - 1(\%) = \frac{48,4 + 69,1 + 40 + 55,1 - 69,1}{153,6} \times 100$$

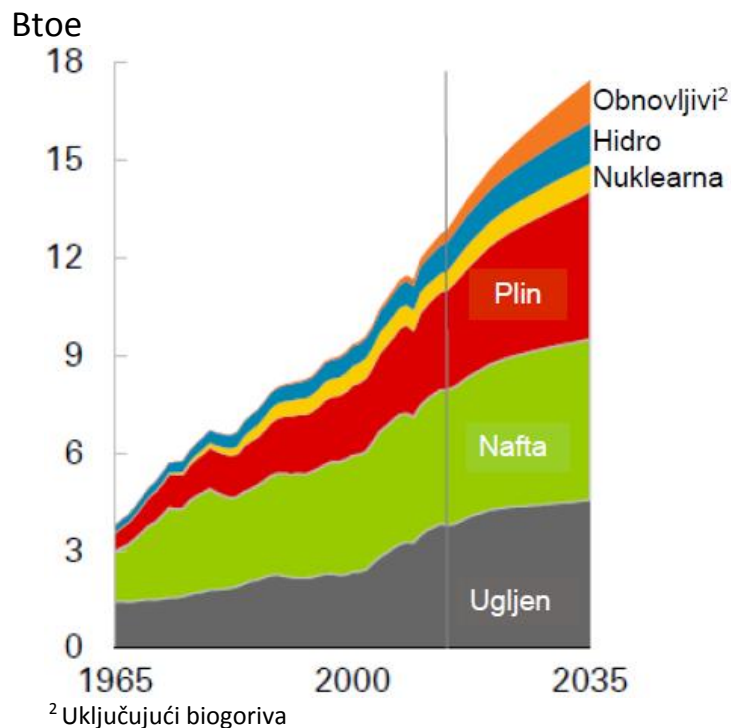
**N-1 (%) = 93,5**

Iz navedenog je vidljivo da u 2015. godini nije zadovoljen N-1 kriterij s obzirom na moguće ulaze u sustav, a očekivanim padom domaće proizvodnje u sljedećem desetogodišnjem razdoblju stanje sigurnosti opskrbe bi se pogoršavalo. To ukazuje na nužnost osiguranja novih ulaznih kapaciteta kojima će se omogućiti dobava potrebnih količina prirodnog plina.

## 2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA

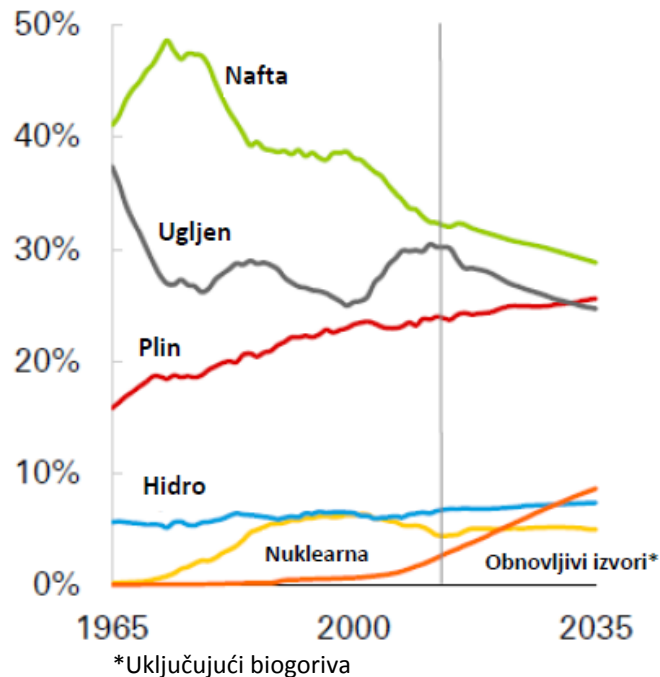
### 2.1 PRIRODNI PLIN U SVJETSKOJ ENERGETICI

Energija je pretpostavka razvoja, ali i samog opstanka ljudske civilizacije. Stoga je neupitno da će svjetska potrošnja energije i dugoročno rasti. Na to ukazuju sve projekcije potrošnje pa i ona prezentirana u energetske pregledu, koju je za razdoblje do 2035. godine izradio British Petroleum (BP) (graf 11).



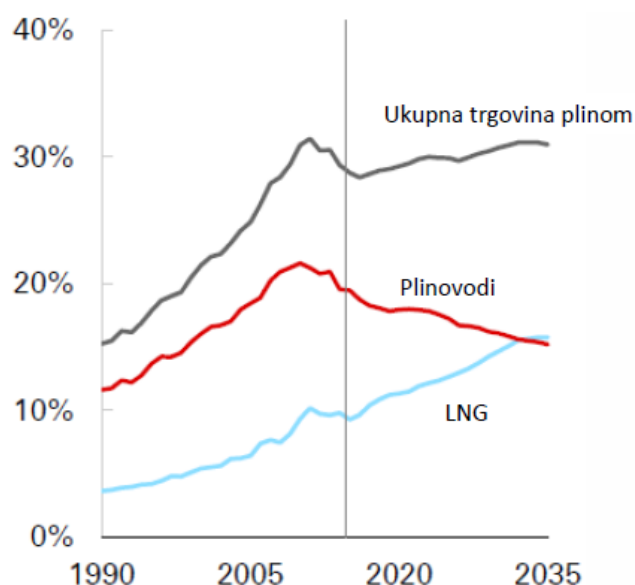
**Graf 11** Svjetska potrošnja energije (Btoe) prema vrsti energenta (izvor: BP Energy Outlook 2035, February 2015)

Iako je jedna od ključnih sastavnica novog globalnog sporazuma o klimatskim promjenama (Paris 2015.) smanjenje korištenja fosilnih goriva, očekuje se da će ona i na kraju razmatranog razdoblja, 2035. godine, imati vodeću ulogu u svjetskoj energetici. Međutim udjeli i nafte i ugljena u svjetskoj primarnoj energiji će kontinuirano padati, dok će jedino rasti udjel plina (graf 12).



**Graf 12** Udjeli pojedinih energenata u svjetskoj primarnoj energiji (izvor: *BP Energy Outlook, 2016 edition*)

Zbog različitog teritorijalnog rasporeda područja potrošnje i područja proizvodnje prirodnog plina, dio zemalja prodaje viškove plina, a dio ih uvozi. Danas je, iako kontinuirano raste trgovina plinom putem LNG sustava, trgovina putem plinovoda još uvijek dvostruko veća (graf 13). Očekuje se da će trgovina prirodnim plinom putem plinovoda kontinuirano padati, tako da bi na kraju razmatranog razdoblja, 2035. godine, te dvije opcije dosegle istu razinu, odnosno količine plina uvezene putem LNG sustava bi bile jednake uvezenima plinovodnim sustavima (graf 13)



**Graf 13** Očekivana raspodjela svjetske trgovine prirodnim plinom (izvor: *BP Energy Outlook, 2016 edition*)

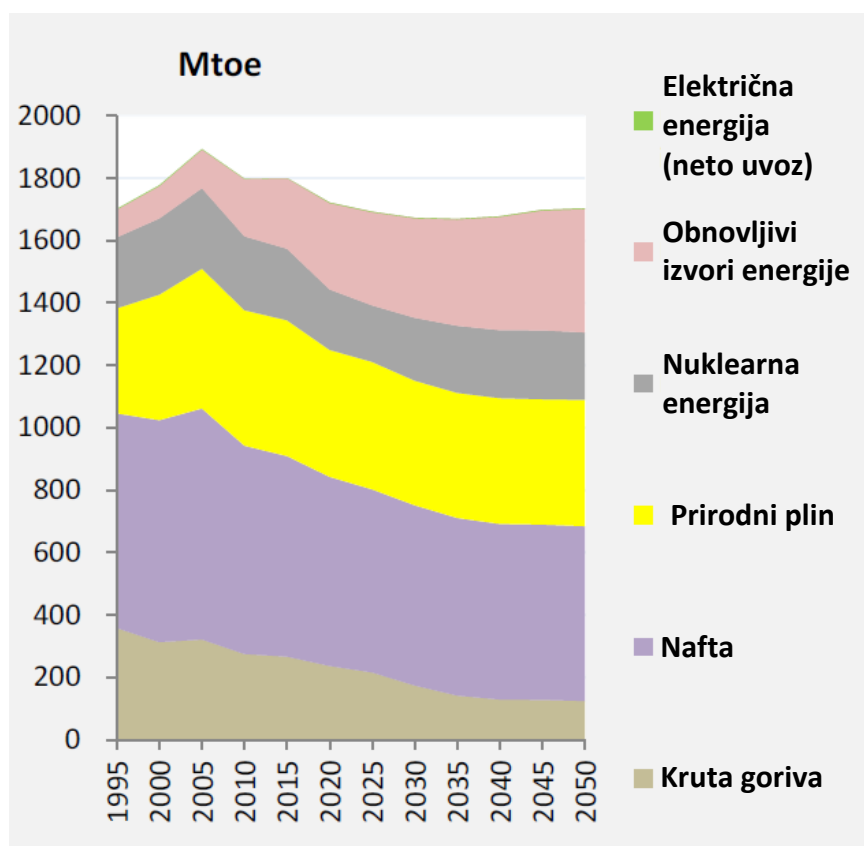
Svjetska potrošnja prirodnog plina u 2015. godini je dosegla 3468,6 mlrd.m<sup>3</sup> (BP Annual Report 2016) što je porast od 1,7%u odnosu na prethodnu 2014. godinu.

## 2.2 PRIRODNI PLIN U EU

### 2.2.1. STANJE I OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U EU

Za razliku od izrazitog i kontinuiranog rasta svjetske energetske potrošnje, u zemljama EU je ta potrošnja, zadnjih desetak godina, u padu. To je zorno vidljivo iz grafičkog prikaza (graf 14). Iz istog je prikaza također vidljivo da se nastavak tog pada očekuje i u sljedećih desetak godina, da bi potom nastupilo razdoblje stagnacije i blagog rasta, sve do kraja razmatranog razdoblja, do 2050. godine. Globalni trend smanjenja potrošnje fosilnih goriva očekivan je i u EU, s time da bi prirodni plin, do kraja tog razmatranog razdoblja, uglavnom zadržavao razinu dostignute potrošnje, kako u apsolutnim iznosima, tako i u relativnim udjelima. Valja napomenuti da najnoviji Europski plan za prijelaz na niskougljično gospodarstvo najavljuje još izrazitiji trend smanjenja potrošnje fosilnih goriva, ali i zadržavanje značajne uloge prirodnog plina energetici EU s udjelom od 24%.

**Graf 14** Opskrba primarnom energijom u EU do 2050. godine (Izvor: EU Energy, transport, and GHG emissions trends to 2050)

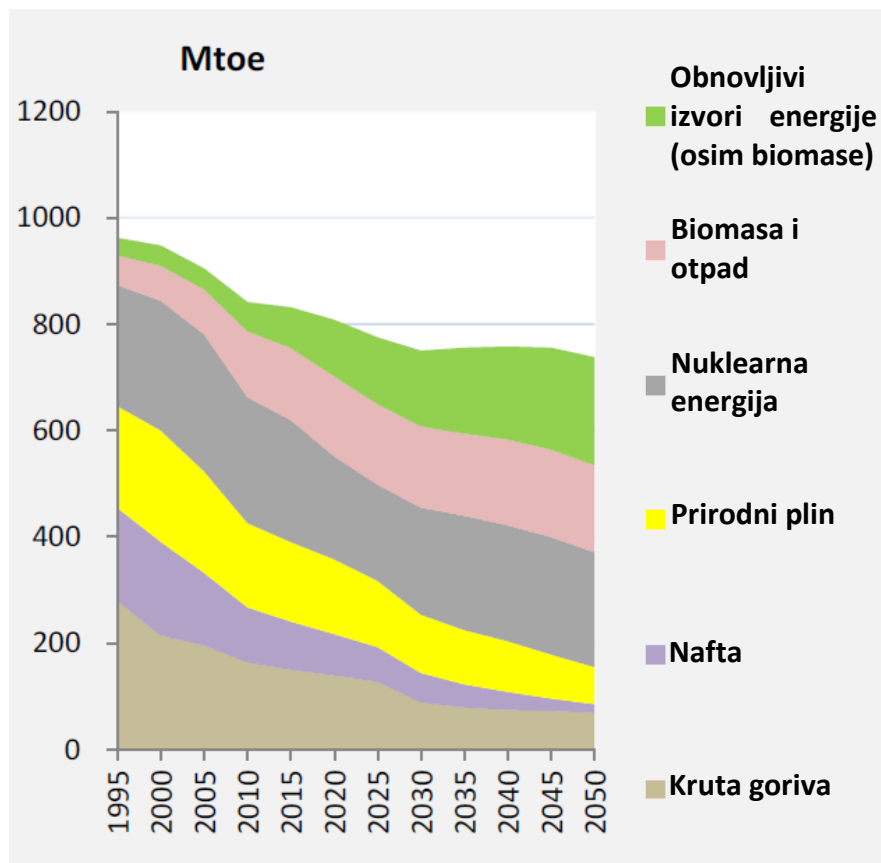


Međutim, mora se naglasiti da je u prethodnoj 2015. godini, doseguvši razinu od 409,4 mlrd.m<sup>3</sup>, nakon niza godina kontinuiranog pada, uzrokovanog nizom čimbenika (gospodarska kriza, konkurencija obnovljivih izvora, snižena cijena ugljena u kombinaciji s niskim cijenama emisija ugljičnog dioksida, vlastita cijena, klimatske prilike....), potrošnja prirodnog plina u EU doživjela oporavak i porasla za 4,1%!

### 2.2.2. POSTOJEĆI I NOVI IZVORI PRIRODNOG PLINA – NOVI DOBAVNI PROJEKTI

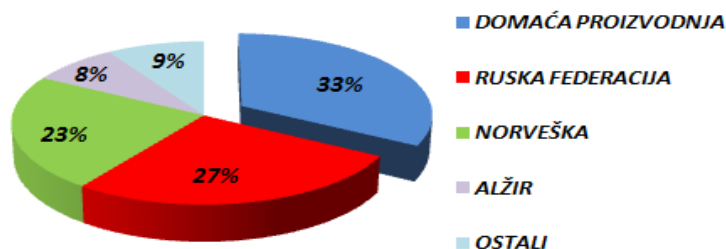
Unatoč prethodno navedenim očekivanjima pada i stagnacije potrošnje energije u EU, zbog očekivanog pada vlastite proizvodnje primarne energije, vidljivog iz grafičkog prikaza (graf 15.), rast će potrebe za uvozom.

**Graf 15** Proizvodnja primarne energije u EU do 2050. godine (Izvor: EU Energy, transport, and GHG emissions trends to 2050)



Pri tome će potrebe za uvozom prirodnog plina izrazito porasti. Potrebe za povećanjem uvoza prirodnog plina, dobivaju daleko veći opseg i značaj, zbog želje da se smanji, izrazita ovisnost o uvozu iz Ruske Federacije, kojom se, već sada, pokriva preko četvrtine potrošnje prirodnog plina u EU (Slika 1).

**Slika 1** Izvori dobave prirodnog plina za EU (izvor: Eurogas/Statistical Report 2014)

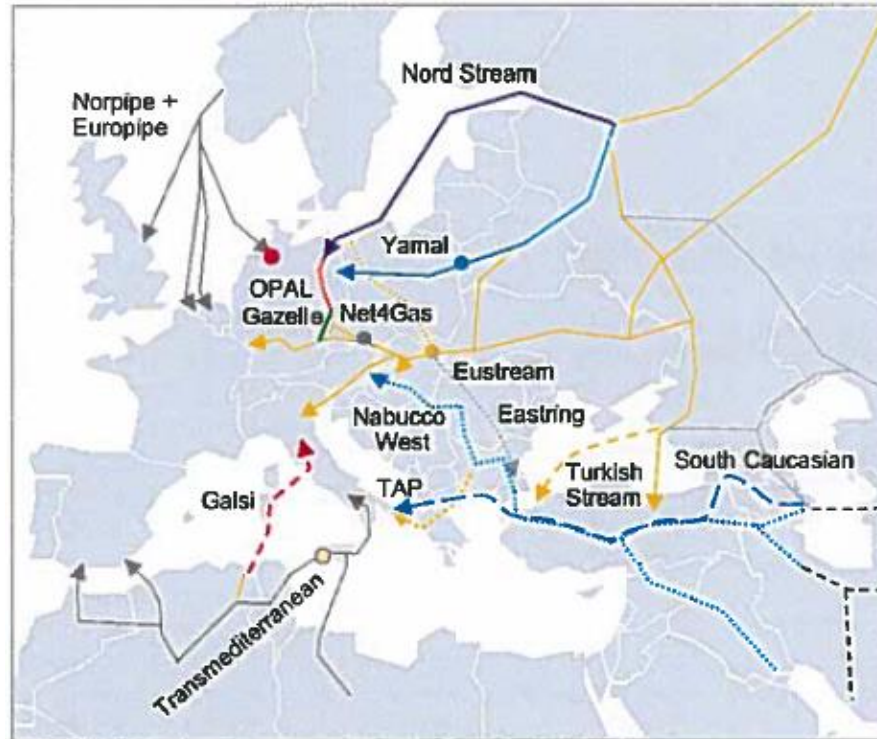


Stoga se je EU morala usmjeriti prema novim dobavnim pravcima i projektima (slika 2). Poseban značaj je dobio JUŽNI KORIDOR, koji predstavlja potpuno novi europski dobavni pravac (ČETVRTI



EUROPSKI KORIDOR), čijom uspostavom će se omogućiti pristup kaspijskim i srednjoistočnim izvorima prirodnog plina. Izgradnjom plinovodnog megasustava SCP + TANAP + TAP, koja je u tijeku, omogućit će se transport prirodnog plina s azerbajdžanskog polja Shah Deniz na europsko tržište pa i hrvatsko i tržišta zemalja u okruženju, preko Jonsko –jadranskog plinovoda (IAP). To je samo prvi korak, jer EU zbog narastajućih potreba i izrazitom potrebom i namjerom diversifikacije opskrbe, mora osigurati nove izvore i dobavne pravce.

**Slika 2** Dobavni pravci i projekti



Pored navedenih kaspijskih, to su i ostali srednjoistočni, bliskoistočni, srednjoazijski i mediteranski. Međutim, izuzetna složenost zbivanja na navedenim područjima, i pored činjenice da raspolažu s najvećim svjetskim proizvodnim potencijalima, povećava zanimanje EU i za uvoz ukapljenog prirodnog plina (LNG) putem LNG terminala. Kao što je u prethodnim razmatranjima već navedeno, povećanje uvoza prirodnog plina u ukapljenom obliku (LNG) je i globalni trend. Pored povećanja učinkovitosti postojećih, priprema se i izgradnja novih LNG prihvatnih terminala u Europi pa i u Republici Hrvatskoj. Zbog višestruke povoljnosti položaja, planirani hrvatski LNG terminal u Omišlju na otoku Krku, je dobio status prioritetnog projekta EU, za osiguranje pouzdanosti opskrbe srednje i jugoistočne Europe (Central and South-Eastern Europe Gas Connectivity = CESEC). Tomu je bitno pridonijela navedena složenost zbivanja u širem okruženju, a osobito u Ukrajini, kao i rusko odustajanje od projekta JUŽNI TOK i upitnost projekta TURSKI TOK, uz zabrinjavajuću najavu prestanka tranzita ruskog plina prema europskom tržištu preko Ukrajine nakon 2019.godine.

## 2.3 TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

### 2.3.1. STANJE TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

#### 2.3.1.1. STANJE POTROŠNJE PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

Važećom strategijom energetskeg razvoja Republike Hrvatske planiran je rast potrošnje prirodnog plina za razdoblje 2006. - 2020., na razini od 5% (u optimističnijem scenariju izgradnje plinskih elektrana čak 6%). Međutim ona je u prethodnom razdoblju 2008. – 2015. bila praktički u padu! To je najzornije vidljivo iz priloženog tabličnog prikaza (Tablica 5).

**Tablica 5** Potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2008.-2015.

POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA U RH 2008.-2015. [TWh]								
	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.
Distributivni potrošači	12,36	11,93	12,32	11,52	11,01	10,91	9,33	10,34
Izravni industrijski potrošači	4,31	2,86	3,01	3,96	3,61	3,51	3,48	2,74
Energetske transformacije*	6,61	5,92	6,4	6,61	6,69	5,73	3,53	3,87
Petrokemija**	6,03	5,15	6,02	6,14	5,73	5,76	6,04	6,04
<b>UKUPNO</b>	<b>29,31</b>	<b>25,86</b>	<b>27,75</b>	<b>28,23</b>	<b>27,04</b>	<b>25,91</b>	<b>22,38</b>	<b>22,99</b>

\*odnosi se na potrošnju HEP-a za proizvodnju električne i toplinske energije i vrijedi za sve tablice u ovom planu

\*\*odnosi se na potrošnju Petrokemija d.d. Kutina i vrijedi za sve tablice u ovom planu

Od ukupne potrošnje od 29,31 TWh u 2008. godini, potrošnja je, kroz pojedine godine padova i oporavaka, u 2015. godini blago povećana u odnosu na prethodnu 2014. godinu te je dosegla 22,99 TWh. To znači da je prosječni godišnji pad u razdoblju, od 2008. do 2015. bio 3,15 %, dok je blagi porast potrošnje u 2015. na godišnjoj razini iznosio 2,73% u odnosu na prethodnu, 2014. godinu. S druge strane bio je očekivan rast potrošnje plina od 5%, odnosno čak 6% u opciji intenzivne gradnje plinskih elektrana. Iako je priložen tablični prikaz nešto drugačije strukturiran (na način praćenja Plinacra), u odnosu na prikaz iz *Strategije energetskeg razvoja*, vidljiv je podbačaj potrošnje plina u svim segmentima.

U prethodnom razdoblju od 2008. do 2015., vidljiv je pad potrošnje *potrošača priključenih na distribucijske sustave* po prosječnoj godišnjoj stopi od 2,5% u odnosu na očekivani rast od 3% te pad potrošnje *izravnih industrijskih potrošača priključenih na transportni sustav* po prosječnoj godišnjoj stopi od 6,3% u odnosu na očekivani rast od 1%. U istom razdoblju potrošnja potrošača koji koriste plin za *energetske transformacije* zabilježila je pad po prosječnoj godišnjoj stopi od 8,5%, dok se očekivao rast potrošnje po prosječnoj godišnjoj stopi od 3%, odnosno čak 8% u slučaju intenzivne gradnje planiranih plinskih elektrana. Iz tablice je vidljivo da se veliki pad potrošnje plina za energetske transformacije dogodio u 2014., a iznosio je visokih 38,4% u odnosu na godinu ranije te da je u 2015. godini ipak zabilježen blagi porast potrošnje od 9,6% u odnosu na prethodnu godinu. Potrošnja Petrokemije d.d., Kutina je u razdoblju od 2008. do 2015. godine blago rasla i padala, a prosječna godišnja stopa promjene potrošnje u tom razdoblju iznosila je 0,02%, što ukazuje na konstantnu potrošnju u razdoblju od 2008. do 2015. godine.

Iz navedenog je vidljivo da je došlo do značajnog višegodišnjeg zastoja u rastu potrošnje prirodnog plina, odnosno do njenog pada.

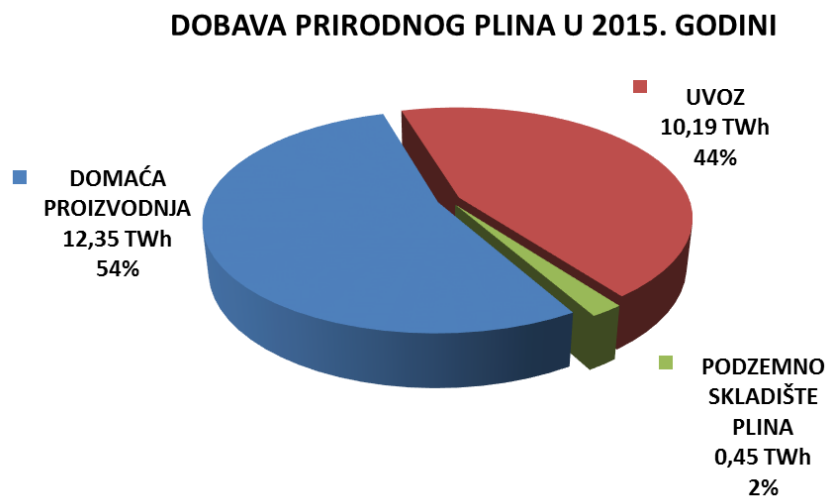
### 2.3.1.2. STANJE OPSKRBE PRIRODNIM PLINOM U REPUBLICI HRVATSKOJ

Republika Hrvatska ima dugu povijest istraživanja, proizvodnje i potrošnje prirodnog plina i niz godina je razvoj tog energetskeg sektora bio usmjeren samo na vlastite resurse i vlastitu proizvodnju. Iza 1978. počinje i uvoz prirodnog plina iz Ruske Federacije koji praktički nesmetano traje do 2011., kada tadašnji glavni hrvatski opskrbljivač PRIRODNI PLIN d.o.o. (INA) potpisuje trogodišnji ugovor s talijanskim ENI-em, da bi danas bio moguć uvoz iz različitih izvora. Niz godina domaća proizvodnja je osiguravala približno 60-70% domaće potrošnje plina, a preostalih 40-30% domaće potrošnje osiguravalo se plinom iz uvoza.

U 2015. godini domaća je proizvodnja ostvarena na razini od 12,35 TWh te je zabilježen lagani porast u odnosu na prethodnu godinu, a ostvareni uvoz plina bio je na razini od 10,19 TWh, s time da je za zadovoljenje domaće potrošnje iz skladišta povučeno 0,45 TWh plina više nego što je utisnuto u skladište (Slika 3). Iz Slike 3, vidljivo je da je u 2015. godini domaća proizvodnja plina zadovoljila 54% domaće potrošnje, dok je 44% potrebnog plina uvezeno, a 2% povučeno iz skladišta.

Valja naglasiti da je navedeni uvoz niz godina ostvarivan preko Slovenije interkonekcijskim plinovodom Zabok–Rogatec, ali i da je praktički od 2011., izgradnjom interkonekcije s mađarskim plinskim sustavom na pravcu Dravaszerdahely – Donji Miholjac, uvoz moguć iz tog pravca, ali do sada uvezene količine daleko su ispod kapaciteta tog plinovoda, odnosno zanemarive. To ukazuje na upitnost konkurentnosti plina dobavljenog tim pravcem.

**Slika 3** Opskrba prirodnim plinom Republike Hrvatske u 2015.



### 2.3.2. OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

U predstojećem razdoblju očekuju se intenzivne aktivnosti na tržištu prirodnog plina u Republici Hrvatskoj. Iako sama potrošnja neće rasti željenom i prvobitnom planiranom dinamikom, a domaća proizvodnja će padati, uklapanje plinskog transportnog sustava u regionalne i europske tokove prirodnog plina i nove dobavne projekte, omogućit će nesmetani razvoj tržišta.

#### 2.3.2.1. OČEKIVANA POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA

*Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske (NN 130/2009)* je dala izuzetan značaj prirodnom plinu. Nažalost, iako se dio njenih smjernica i ostvaruje, ključna sastavnica, potrošnja prirodnog plina je, kao što je vidljivo iz prethodnog teksta, praktično u stalnom višegodišnjem padu.

Najnovije istraživanje tržišta koje je obavio Plinacro (tablica 6), izravnom anketom operatora distribucijskih sustava i izravnih potrošača plina priključenih na transportni sustav, pokazuje da

će, u odnosu na potrošnju iz 2015. godine (koja je iznosila 22,99 TWh) doći do porasta potrošnje u godinama koje slijede odnosno do 2026. godine. Kao što se može vidjeti u Tablici 6, prvi značajniji porast potrošnje može se očekivati 2020. godine, nakon čega se očekuje daljnji rast potrošnje plina ali s manjim prosječnim godišnjim stopama rasta.

Rast potrošnje plina u planskom razdoblju od 2017. do 2026. godine glavnim djelom bi bio uzrokovan rastom potrošnje u segmentu energetske transformacije tj. proizvodnje električne energije po prosječnoj godišnjoj stopi od 6,19%. Ključni potrošači za to povećanje potrošnje plina su planirane nove plinske kombi-kogeneracijske elektrane (CCTG). U planskom razdoblju 2016.-2025. distribucijski potrošači bi rasli prosječnom godišnjom stopom od 1,97% , a izravni industrijski potrošači priključeni na transportni sustav od 0,29%. To je ispod stopa planiranih strategijom, iako je za dosegnute razine potrošnje, ključno djelovanje pada potrošnje u prethodnom razdoblju.

**Tablica 6** Projekcija potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2017.-2026.

PROJEKCIJA POTROŠNJE PRIRODNOG PLINA U RH 2017.-2026. [TWh]										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
Distributivni potrošači	11,36	11,96	12,24	12,57	12,65	12,82	12,98	13,18	13,36	13,54
Izravni industrijski potrošači	3,37	3,38	3,39	3,40	3,41	3,45	3,45	3,45	3,46	3,46
Energetske transformacije	3,86	3,75	3,89	5,78	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63
Petrokemija	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26
<b>UKUPNO</b>	<b>23,85</b>	<b>24,35</b>	<b>24,78</b>	<b>27,01</b>	<b>27,95</b>	<b>28,16</b>	<b>28,32</b>	<b>28,52</b>	<b>28,71</b>	<b>28,89</b>

### 2.3.2.2. OČEKIVANA DOMAĆA PROIZVODNJA PRIRODNOG PLINA

Za potrebe izrade ovog plana korištene su kombinirane projekcije domaće proizvodnje prirodnog plina Energetskog instituta Hrvoje Požar kao jedine dostupne projekcije i podaci Ministarstva gospodarstva Republike Hrvatske (MINGO) (tablica 7). Valja naglasiti da ove projekcije ne uključuju moguća nova proizvodna plinska polja za koja u ovom trenutku nije moguće procijeniti ni opseg ni dinamiku moguće proizvodnje plina.

### 2.3.2.3. OČEKIVANI UVOZ PRIRODNOG PLINA

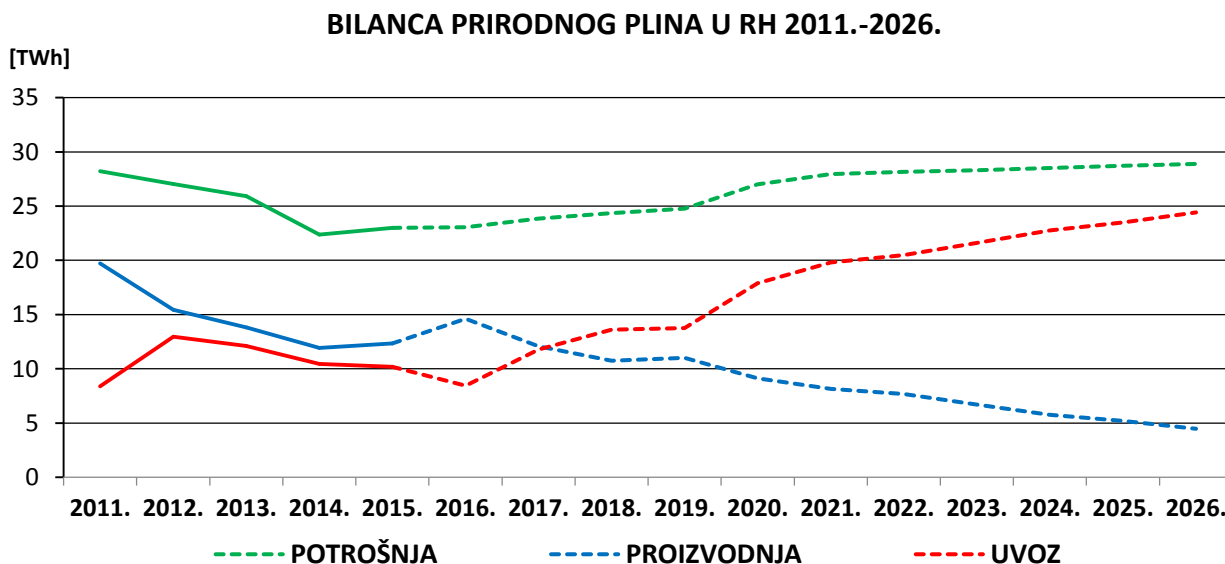
Usporedivši projekcije potrošnje i domaće proizvodnje prirodnog plina, dobili smo projekciju minimalnih potreba za uvozom (tablica 7).

**Tablica 7** Projekcija bilance opskrbe prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2016.-2025.

PROJEKCIJE BILANCE PRIRODNOG PLINA U RH 2017.-2026. [TWh]										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
<b>POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA</b>	23,85	24,35	24,78	27,01	27,95	28,16	28,32	28,52	28,71	28,89
<b>PROIZVODNJA PRIRODNOG PLINA U RH</b>	12,08	10,75	11,02	9,11	8,15	7,67	6,71	5,75	5,21	4,47
<b>MINIMALNE POTREBE UVOZA</b>	11,77	13,6	13,76	17,90	19,80	20,49	21,61	22,77	23,5	24,42

Može se vidjeti da bi 2017. godine za potrebe tržišta trebalo uvesti minimalno 11,77 TWh, a 2026. godine, na kraju ovog desetogodišnjeg planskog razdoblja, čak 24,42 TWh. To su značajne količine i za njihovu dobavu treba osigurati i izravne pravce dobave i, prije svega, transportne kapacitete.

U nastavku je grafički prikaz bilance prirodnog plina u RH u periodu 2011.-2026. (graf 16).



**Graf 16** Bilanca prirodnog plina u RH u razdoblju 2011.-2026.

## 2.4 UKLJUČIVANJE REPUBLIKE HRVATSKE U EUROPSKE TOKOVE I TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA

Iako je u vremenskom doseg ovog plana očekivan umjeren rast potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, zbog očekivanog, značajnijeg i stalnog, pada domaće proizvodnje, rast će potrebe za njegovim uvozom. Kao što je već rečeno, potrebe Republike Hrvatske za uvozom prirodnog plina su se niz godina, podmirivale uvozom iz Ruske Federacije, od Gazproma (Gazexport), potom tri godine uvozom od talijanskog ENI-a, da bi danas, u uvjetima otvorenog tržišta, ono bilo dostupno nizu dobavljača, odnosno nizu uvoznih opcija.

Republika Hrvatska dijeli sudbinu najvećeg dijela zemalja EU, čije je, niz godina rastuće, a potom stagnirajući, pa čak i padajuće tržište prirodnog plina, usmjereno na uvoz. U zadnjem razdoblju udio plina iz uvoza, u ukupnoj potrošnji Republike Hrvatske, kreće se oko 45 %, ali se očekuje da će on u budućnosti značajno porasti, na čak 85 %, na kraju ovog razmatranog desetogodišnjeg razdoblja, do 2026. godine. Te činjenice ukazuju na nužnost što boljeg uključivanja Republike



Hrvatske u europske tokove i tržište prirodnog plina, čemu je preduvjet što bolje povezivanje naše plinskog transportnog sustava sa sustavima susjednih zemalja, kao i novim dobavnim projektima.

#### 2.4.1. NOVI REGIONALNI I TRANSREGIONALNI DOBAVNI PROJEKTI

Kao što je već rečeno, potrebe EU i čitave Europe za uvozom prirodnog plina će, i pored stagnirajuće, a po nekim niskouglijčnim scenarijima u čak i padajuće potrošnje, u budućnosti rasti. Razlog je jasan, proizvodnja prirodnog plina u Europi je u stalnom padu, a ograničenja i neprihvatljivost usmjeravanja prema vlastitim potencijalima proizvodnje iz nekonvencionalnih izvora, ne daju nade za njen oporavak. Druga činjenica je da se najveće količine prirodnog plina za europsko tržište uvoze iz Ruske Federacije i da je europska ovisnost o tom plinu velika, a osobito je velika u zemljama središnje i jugoistočne Europe.

Tako velika ovisnost s jedne strane, koja je već pokazala svoje negativne učinke te činjenica da su kaspijski i srednjoistočni proizvodni potencijali prerasli ruske, s druge strane, uz ipak očekivani umjereni oporavak europskog tržišta prirodnog plina, usmjerila su Europu prema novim izvorima i dobavnim projektima. Značajan dio tih projekata je planiran i pripreman u našem okruženju pa i na samom teritoriju Republike Hrvatske. To su prije svega, bili projekti: SCP+TANAP+TAP+IAP, LNG, South Mediterranean Pipeline (Slika 4)

**Slika 4** Novi dobavni projekti – regionalno i transregionalno povezivanje



Novoizgrađeni plinski transportni sustav Republike Hrvatske je bio spreman za povezivanje s navedenim dobavnim projektima. Plinovodna poveznica, interkonekcija hrvatskog i mađarskog sustava Slobodnica-Donji Miholjac-Dravaszerdahely-Varosföld je, između ostalog, izgrađena i u svrhu povezivanja s plinovodima Nabucco i South Stream, iako je za uključivanje u ovaj drugi projekt bila moguća i izravna opcija. Pobjedom projekta TAP nad projektom Nabucco, u



nadmetanju za izbor pravca otpreme plina s azerbajdžanskog polja Shah Deniz 2 prema europskom tržištu, a potom i ruskim odustajanjem od projekta South Stream i promocijom novog projekta Turkish Stream, naizgled je započeo rasplet na južnoeuropskoj plinskoj sceni. Međutim, ruska najava prestanka tranzita plina preko Ukrajine nakon 2019. godine te najnovija zbivanja i upitnost gradnje plinovoda Turkish Stream, bez obzira na najavljeno poboljšanje rusko-turskih odnosa, učinili su potpuno neizvjesnom opskrbu ruskim plinom tog dijela Europe. Nasuprot tome, uključivanje u projekt TAP (Trans Adriatic Pipeline) putem projekta IAP (Ionian Adriatic Pipeline), koji je prerastao u ključni projekt Energetske zajednice jugoistočne Europe, otvorilo je mogućnost dobave prirodnog plina za Republiku Hrvatsku i zemlje u okruženju, iz kaspijskih i srednjoistočnih izvora i povećanja pouzdanosti i konkurentnosti opskrbe. Naravno, uz povećanje iskoristivosti našeg plinskog transportnog sustava.

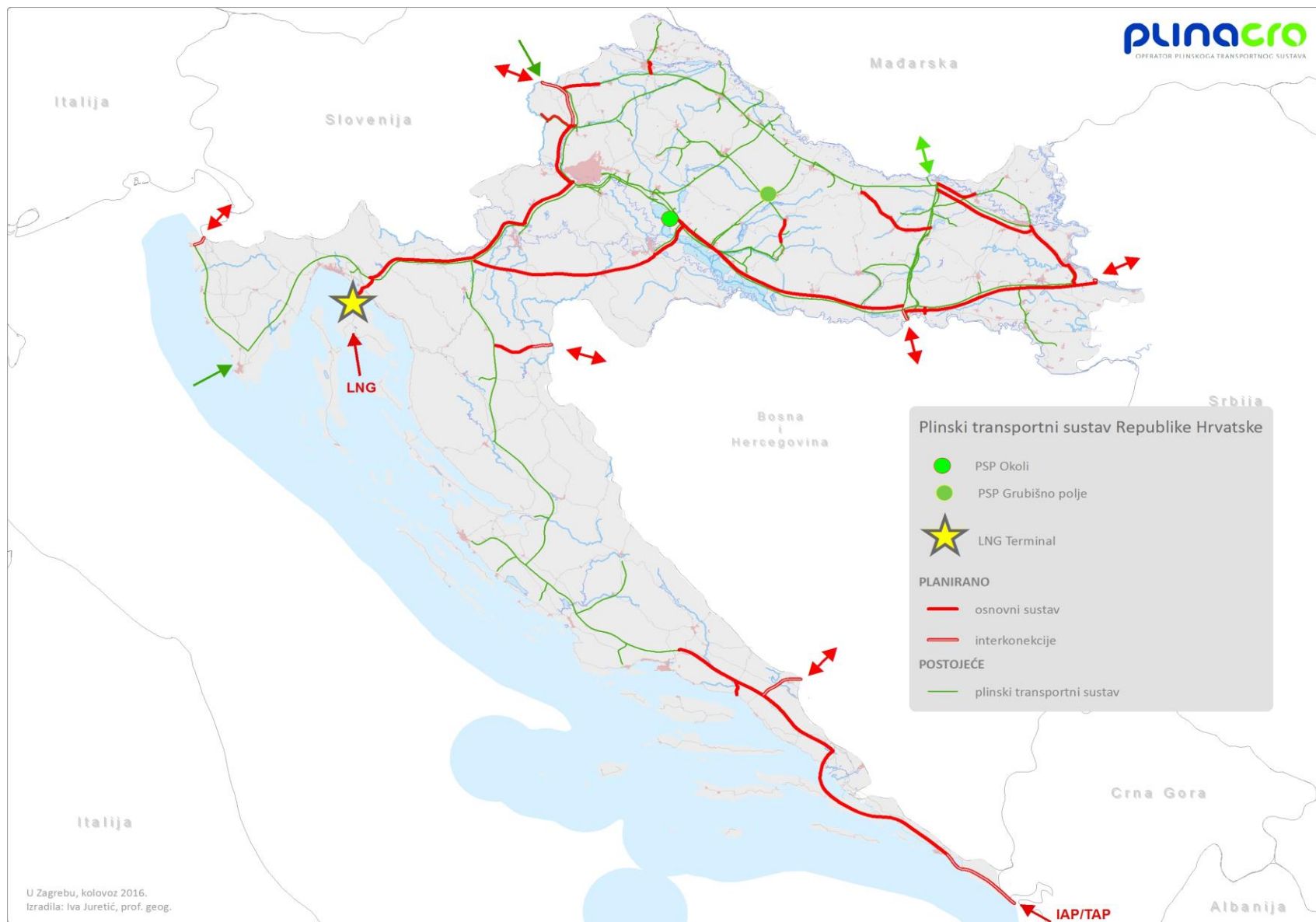
Međutim LNG terminal, koji se planira graditi u Omišlju na otoku Krku, je najveći hrvatski, regionalni i transregionalni potencijal. On svojom strateškom pozicijom, zbog izrazitog prodora Jadranskog mora u europsko kopno, otvara velike dobavne mogućnosti za zemlje šireg okruženja. Idejom uspostave plinovodne poveznice BALTIC – JADRAN, koja bi svoja uporišta imala u LNG terminalima u Poljskoj i Hrvatskoj, ovaj projekt bi od regionalnog prerastao u transregionalni i otvorio još šire razvojne mogućnosti. Zahvat tog koncepta-poduhvata prerasta skupinu zemalja V4+ (Poljska, Slovačka, Češka, Mađarska i Hrvatska), koje su ga pokrenule, jer su interes za njega pokazale i druge zemlje, kako susjedne, tako i one u širem okruženju (Ukrajina, Rumunjska, Slovenija...).

Interes potencijalnih korisnika budućeg LNG terminala na otoku Krku i pripadajućeg plinskog transportnog sustava, iskazan u provedenim javnim neobvezujućim postupcima istraživanja tržišta (nonbidng open season), je potvrdio opravdanost njihove izgradnje. Međutim opseg i dinamika izgradnje trebaju biti prilagođeni i usklađeni sa stvarnim potrebama tržišta, odnosno utvrđeni kao rezultat obvezujućeg istraživanja tržišta (biding open season). Na tragu navedenog, zbog izuzetne, kako gospodarske, tako i geostrateške i geopolitičke važnosti ovog projekta, Vlada Republike Hrvatske je, kao njegovo optimalno rješenje, za prvu fazu provedbe, utvrdila (Zaključak o ubrzanju priprema i provedbe prve faze projekta LNG terminala na otoku Krku, odnosno procesa izgradnje plutajućeg terminala za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina/sjednica Vlade Republike Hrvatske 08.06.2016.) opciju plutajućeg terminala (FSRU). Slijedom činjenice da u trenutku završetka izrade ovog plana nije još donesena konačna odluka o ulaganju u LNG terminal, a stoga ni u pripadajuće nove dijelove plinskog transportnog sustava, ovim planom su oni planirani, ali kao projekti bez konačne odluke o ulaganju

Postojeći plinski transportni sustav Republike Hrvatske spreman je za uklapanje u sve opcije navedenih dobavnih projekata (Karta 2). Međutim, valja naglasiti da će njegov daljnji razvoj biti u glavnim dijelom određen opsegom i dinamikom provedbe upravo tih projekata.

Prethodno navedeni pristup razvoju plinskog transportnog sustava dobio je punu potvrdu u najnovijim aktivnostima koje se provode pod okriljem EU u cilju povezivanja plinskih sustava i osiguranja pouzdanosti opskrbe prirodnim plinom zemalja srednje i jugoistočne Europe (CESEC). Čak i više, upravo su hrvatski projekti izbili u prvi plan, bilo kao prioritetni, bilo kao projekti od bitnog značaja.

Karta 2 Uklapanje plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske u nove dobavne projekte

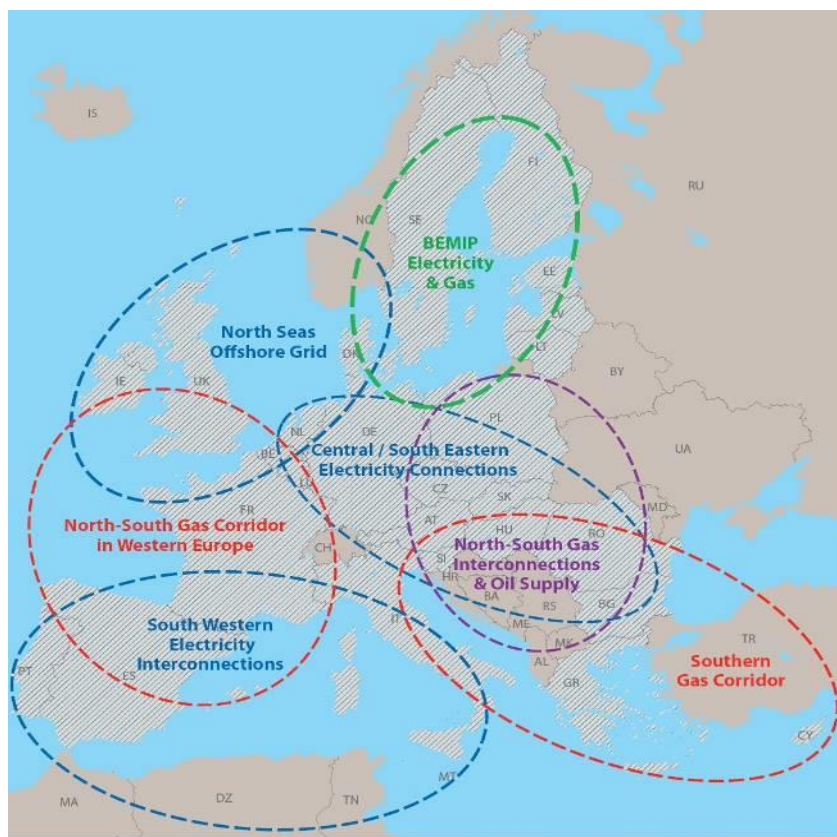


#### 2.4.2. PROJEKTI OD ZAJEDNIČKOG INTERESA EU - PCI

Direktivom (EU) 2009/73/EC Europskog parlamenta i Vijeća, definiraju se opća pravila internog tržišta prirodnog plina te omogućava se interno energetske tržište, ali to tržište ostaje rascjepkano zbog nedovoljnog broja interkonekcija između nacionalnih energetske mreža i suboptimalne iskorištenosti postojeće energetske infrastrukture.

Slijedom toga i potaknuta plinskom krizom 2009., EK je u listopadu 2011. izdala prijedlog Uredbe o smjernicama za Transeuropsku energetske infrastrukturu. Utvrđeno je 12 strateških transeuropskih prioriteta energetske infrastrukture, čija implementacija do 2020. je ključna za postizanje ciljeva energetske i klimatske politike Unije. Ti prioriteti pokrivaju različite zemljopisne regije ili tematska područja u području prijenosa i skladištenja električne energije, transporta plina, skladištenja i infrastrukture za ukapljeni ili komprimirani prirodni plin, pametne mreže, električne mreže velikih kapaciteta, transport ugljičnog dioksida i naftne infrastrukture (Slika 5).

**Slika 5** Prioritetni koridori EU za prirodni plin, el. energiju i naftu



© European Union – Directorate General for Energy – November 2010

Dakle, dovršenje internog tržišta, pouzdanost opskrbe prirodnim plinom i diversifikacija opskrbe postaju prioriteti europskih država.

Unutar navedenih koridora, sukladno tehničkim kriterijima i uvjetima, svake dvije godine utvrdit će se projekti od zajedničkog interesa (Projects of Common Interest – PCI), svi projekti koji predstavljaju karike koje nedostaju u tom lancu tj. potrebnih za implementaciju prioriteta koridora.



Slika 6 Projekti od zajedničkog interesa EU 2015 – PCI



Uredbom (EU) 347/2013 i delegiranom Uredbom 1391/2013 utvrđen je prvi popis projekata od zajedničkog interesa Europske unije (Slika 6). Također, na temelju Uredbe (EU) 347/2013 i delegiranom Uredbom (EU) 2016/89 utvrđena je nova, druga lista projekata od zajedničkog interesa. Na drugoj PCI listi, od 18. studenog 2015. godine, projekti tvrtke Plinacro d.o.o. nalaze se na *prioritetnom koridoru plinske interkonekcije Sjever-jug u srednjoistočnoj i jugoistočnoj Europi (Priority Corridor North-South Gas Interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe ("NSI East Gas"))*.

Na najnovijoj PCI listi od 18. studenog 2015. godine nalaze se sljedeći projekti:

1. Grupa projekata Hrvatska-Slovenija-Austrija – PCI br. 6.26
  - 1.1 Interkonekcija Hrvatska-Slovenija (Lučko-Zabok-Rogatec) – PCI br. 6.26.1
  - 1.2 Kompresorske stanica na hrvatskom plinskom transportnom sustavu – PCI br. 6.26.3
2. Grupa projekata vezanih uz LNG na Krku (LNG Terminal-LNG Hrvatska d.o.o. + sustav LNG evakuacijskih plinovoda-Plinacro d.o.o.) - PCI br. 6.5
  - 2.1. Fazni razvoj LNG Projekta na otoku Krku (ulogu promotora za ovaj projekt ima tvrtka LNG Hrvatska) – PCI br. 6.5.1
  - 2.2. Plinovod Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica – PCI br. 6.5.2

Slika 7 Projekti Plinacro d.o.o. na listi PCI



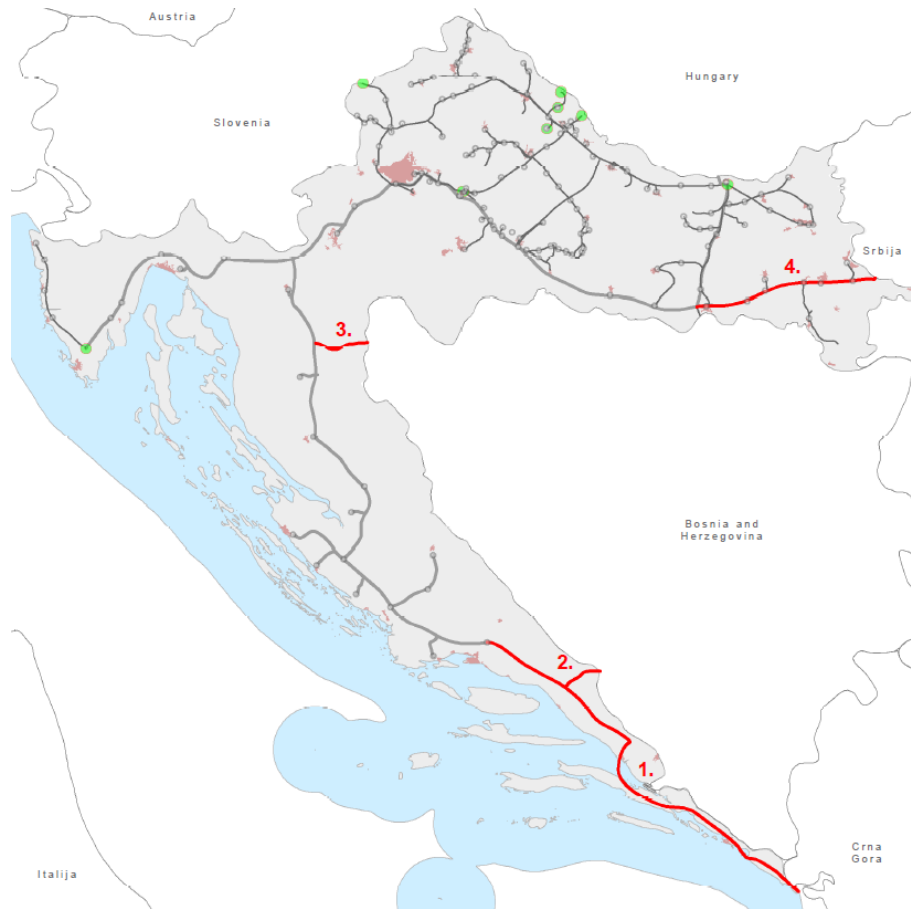
#### 2.4.3. PROJEKTI OD INTERESA ENERGETSKE ZAJEDNICE – PEI I PROJEKTI OD UZAJAMNOG INTERESA ENERGETSKE ZAJEDNICE - PMI

Energetskom strategijom iz 2012.godine, Energetska zajednica je odredila budući energetske scenarij država Energetske zajednice. Kako bi se dobilo integrirano energetske tržište i privukle investicije u taj sektor, uspostavljena je lista od zajedničkog interesa Energetske zajednice (Projects of Energy Community Interest – PEI) za električnu energiju i transport, plinski transport, skladišta i LNG/CNG terminale i naftnu infrastrukturu. Prva lista je uspostavljena u studenom 2013. godine. Iako Republika Hrvatska nije više članica Energetske zajednice, Plinacrovi projekti, kao što su interkonekcije vezane za druge članice EZ-a, nalaze se na Listi od uzajamnog interesa – PMI (Projects of Mutual Interest).

Plinacrovi projekti na PMI listi (Slika 8):

1. Jonsko – jadranski plinovod
2. Interkonekcija Hr/ BiH (Zagvozd – Imotski – Posušje (BiH))
3. Interkonekcija Hr/ BiH (Rakovica – Tržac (BiH)– Bihać (BiH))
4. Interkonekcija Hr/Srb (Slobodnica – Sotin – Bačko Novo Selo)

Slika 8 Projekti Plinacro d.o.o. na listi PMI



#### 2.4.4. PROJEKTI POVEZIVANJA SREDNJE I JUGOISTOČNE EUROPE - CESEC

Činjenica je da je ovisnost zemalja srednje i jugoistočne Europe o ruskom plinu velika i da su njihovi plinski sustavi međusobno izuzetno slabo povezani, a pogotovo su nepovezani sa sustavima ostalih europskih zemalja. Taj problem je, u ovom trenutku, dobio punu težinu zbog izuzetne složenosti zbivanja, kako u Ukrajini, tako i mediteranskom, bliskoistočnom i srednjoistočnom području, a osobito zbog ruskog odustajanja od projekta JUŽNI TOK, neizvjesnosti vezane uz projekt TURSKI TOK i najave prestanka tranzita ruskog plina preko Ukrajine nakon 2019. godine. Inicijativom EK su pokrenute aktivnosti s ciljem što bržeg međusobnog povezivanja plinskih sustava tih zemalja, kako članica EU, tako i ostalih u tim ugroženim područjima Europe (Central and South-Eastern European Gas Connectivity = CESEC). Cilj je da se u što kraćem roku međusobno povežu plinski sustavi susjednih zemalja i ujedno sa sustavima ostalih zemalja i postojećim, a osobito novim dobavnim projektima u okruženju. Projekt LNG terminala u Omišlju na otoku Krku, novi veliki dobavni potencijal, dobio je status prioritetnog projekta. Projekti plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske (Plinacro d.o.o.) su također visoko vrednovani:

- status **prioritetnog projekta** dobio je plinovod *Omišalj-Zobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica*,
- status **opcijski prioritetnog projekta** dobio je plinovodni sustav *Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo (Srbija)*,

- status projekta značajnih za CESEC dobili su plinovodni sustavi *Lučko-Zabok-Rogatec (Slovenija)* i plinovod *Slobodnica-Brod (BiH)*.

Svi se ovi projekti već nalaze i na PCI listi ili na PECl listi.

### 3. OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA PLINSKIM TRANSPORTNIM SUSTAVOM REPUBLIKE HRVATSKE

#### 3.1 OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA

Pri procjeni očekivanog transporta prirodnog plina za potrebe skladištenja u podzemnim skladištima plina (postojećem u Okolima i budućem u Grubišnom Polju) korišten je prikaz ukupno transportnih količina za prethodno osmogodišnje razdoblje 2008. – 2015. (Tablica 8.)

**Tablica 8** Transport prirodnog plina za domaće potrebe 2008.-2015.

TRANSPORT PRIRODNOG PLINA ZA DOMAĆE POTREBE 2008.-2015. [TWh]								
	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.
Distributivni potrošači	12,36	11,93	12,32	11,52	11,01	10,91	9,33	10,34
Izravni industrijski potrošači	4,31	2,86	3,01	3,96	3,61	3,51	3,48	2,74
Energetske transformacije*	6,61	5,92	6,4	6,61	6,69	5,73	3,53	3,87
Petrokemija**	6,03	5,15	6,02	6,14	5,73	5,76	6,04	6,04
PSP Okoli - utiskivanje	3,74	3,53	4,04	3,02	4,25	2,81	2,86	3,38
<b>UKUPNO</b>	<b>33,05</b>	<b>29,39</b>	<b>31,79</b>	<b>31,25</b>	<b>31,29</b>	<b>28,72</b>	<b>25,24</b>	<b>26,37</b>

Potrebe za skladištenjem su vezane uz potrošnju prirodnog plina, ali i uz određene komercijalne aktivnosti korisnika. Prosudba budućih potreba za skladištenjem, a time i za transportom prirodnog plina u tu svrhu, izrađena je temeljem kretanja potrošnje, poglavito distributivnih potrošača. Za razdoblje nakon 2020. godine kada se očekuje puštanje u rad novog podzemnog skladišta u Grubišnom polju te količine se znatnije povećavaju, dijelom zbog potreba domaćeg tržišta, a dijelom u funkciji njegovog korištenja od strane inozemnih korisnika.

Projekcija transporta prirodnog plina u funkciji skladištenja prikazana je u tablici 9.

**Tablica 9** Projekcija transporta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u funkciji skladištenja

PROJEKCIJA TRANSPORTA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA 2017.-2026. [TWh]										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
<b>UKUPNO</b>	<b>3,04</b>	<b>3,21</b>	<b>3,43</b>	<b>3,55</b>	<b>3,68</b>	<b>3,96</b>	<b>4,02</b>	<b>4,11</b>	<b>4,17</b>	<b>4,22</b>



### **3.2 OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA IZ NOVIH DOBAVNIH PRAVACA - PROJEKATA**

Sagledavajući mogućnosti transporta prirodnog plina iz novih dobavnih pravaca usredotočit ćemo se na dva dobavna pravca – projekta, LNG i IAP. No mora se imati na umu i činjenica da planirano povećanje kapaciteta izgradnjom novog dvosmjernog interkonekcijskog plinovoda sa slovenskim plinskim sustavom, na pravcu postojeće interkonekcije Lučko-Zabok-Rogatec, pored osiguranja pouzdanosti i konkurentnosti opskrbe hrvatskog tržišta, otvara mogućnost tranzita plina iz pravca Italije i Austrije prema Mađarskoj, Srbiji te Bosni i Hercegovini, kao i u suprotnom pravcu. Kao što je već rečeno, to je prepoznato i u aktivnostima koje se, pod okriljem Europske komisije, intenzivno provode, u cilju osiguranja pouzdanosti opskrbe plinom zemalja srednje i jugoistočne Europe (CESEC), pa je navedeni interkonekcijski plinovod uvršten na listu značajnih projekata. Najveće mogućnosti se zasigurno otvaraju za transport prirodnog plina s budućeg LNG terminala na otoku Krku. Stoga je proveden neobvezujući postupak iskaza interesa za zakup kapaciteta (engl. „Open Season“). Ovaj postupak je priznati instrument procjene tržišnih potreba, a proveden je s ciljem što preciznije procjene potražnje za transportom prirodnog plina na pravcima za otpremu plina s LNG terminala te dobivanje neobvezujućih ponuda za zakup kapaciteta na tim pravcima. Prije svega, sagledane su mogućnosti našeg postojećeg plinskog transportnog sustava, a potom je, temeljem raspoloživih podataka o tržišnim potencijalima zemalja u okruženju i planiranjem novih dijelova sustava, oblikovan sveobuhvatan sustav za mogući tranzit LNG prema susjednim zemljama. U „open season“ postupku je potencijalnim korisnicima ponuđena mogućnost otpreme i tranzita prirodnog plina prema susjednim zemljama na sljedećim pravcima:

**Osnovni pravac** – planirani plinovodni sustav Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac (u točki Kozarac osnovni otpremni pravac plina grana se na istočni i zapadni krak).

**Istočni nastavak osnovnog pravca** plinovod Kozarac-Slobodnica s odvojcima prema:

- **Mađarskoj** - izgrađena interkonekcija Slobodnica - Donji Miholjac – Dravaszerdahely - Varosfold,
- **Srbiji** - planirani plinovod i interkonekcija Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo i
- **Bosni i Hercegovini** - planirana interkonekcija Slobodnica-Brod

**Zapadni nastavak osnovnog pravca** – odvojak prema Sloveniji postojeći 75-barski plinovod Kozarac-Lučko i planirana interkonekcija Lučko-Zabok-Rogatec.

Naravno, osim prethodno navedenih glavnih transportnih pravaca za otpremu plina s LNG terminala, tu je i još nekoliko potencijalnih pravaca transporta za Bosnu i Hercegovinu na budućim interkonekcijama, a i mogućnost otpreme plina prema Crnoj Gori plinovodnim sustavom IAP-a.

Rezultati provedenog neobvezujućeg "open season" postupka prikazani su u Tablici 10. i, u ovom trenutku su najvjerodostojniji podaci o interesu potencijalnih korisnika za transport LNG kojima Plinacro d.o.o., kao operator plinskog transportnog sustava, raspolaže. Plinacro d.o.o. raspolaže i s informacijama o rezultatima neobvezujućeg "open season" postupka, koji je, u cilju iskazivanja interesa za korištenje LNG terminala, proveden od strane tvrtke LNG Hrvatska d.o.o., ali nekoliko mjeseci ranije. Stvarne potrebe za transportom (kapaciteti, količine, dinamika i pravci transporta) LNG, bit će rezultat obvezujućeg "open season" postupka, koji će Plinacro d.o.o. provesti istovremeno sa obvezujućim "open season" postupkom za korištenje terminala, koji će provesti LNG Hrvatska d.o.o.

**Tablica 10** Projekcija transporta plina s LNG terminala na temelju rezultata „open season“ postupka u razdoblju 2017.-2026.

PROJEKCIJA TRANSPORTA S LNG-a NA TEMELJU REZULTATA „OPEN SEASON“ POSTUPKA										
Mj.jed.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
TWh		-	27,67	29,16	29,16	29,16	39,86	20,18	20,18	20,18
bcm		-	3,30	3,55	3,55	3,55	4,48	2,48	2,48	2,40

Početak transporta prirodnog plina sustavom IAP-a planira se tek 2023. godine. Zbog nedostatka potpunijih podataka o potrošnji, odnosno neprovedenog „open season“ postupka, u tablici 11 su prikazani jedini raspoloživi podaci iz studije izvedivosti za IAP (Supply Gap Analysis) koja samo sadrži projekciju potrošnje za Hrvatsku i Bosnu i Hercegovinu, ali ne sadrži podatke o potencijalnom tranzitu za druge zemlje. Transport plina dobavljenog IAP-om ostvarivat će se pravcem Dobreč (Crna Gora)-Prevlaka-Dubrovnik-Ploče-Split-Bosiljevo i dalje postojećim i planiranim plinovodima.

**Tablica 11** Projekcija transporta prirodnog plina iz IAP-a 2017.-2026.

PROJEKCIJA TRANSPORTA PLINA IZ IAP-a 2017.-2026.										
Mj.jed.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
TWh	-	-	-	-	-	-	8,65	9,61	10,57	11,53
bcm	-	-	-	-	-	-	0,9	1,0	1,1	1,2

### **3.3 UKUPNI OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA PLINSKIM TRANSPORTNIM SUSTAVOM REPUBLIKE HRVATSKE**

Projekcija ukupnog transporta našim transportnim sustavom može se dobiti zbrajanjem tri namjenske grupe transporta:

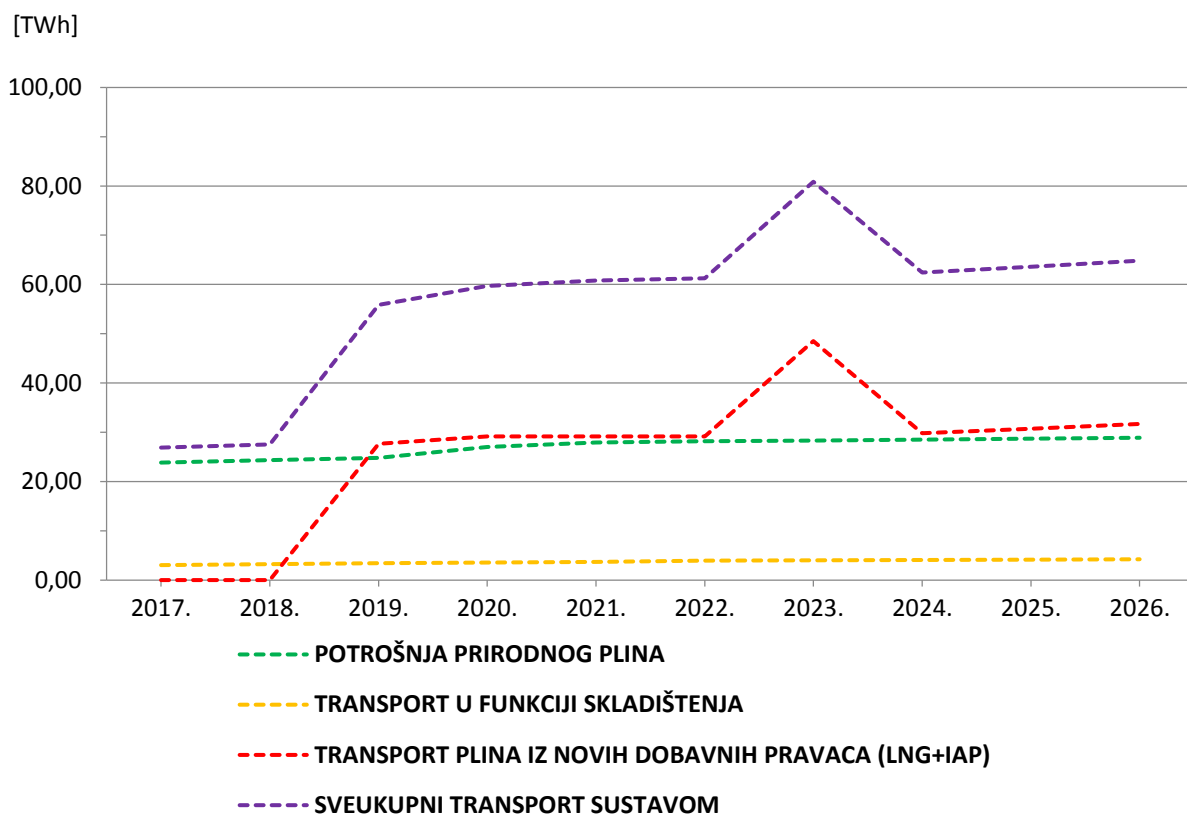
1. TRANSPORTA PRIRODNOG PLINA U FUNKCIJI DOMAĆE POTROŠNJE
2. TRANSPORTA PRIRODNOG PLINA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA (glavnina za domaće tržište, a manji dio za okruženje)
3. TRANSPORTA PRIRODNOG PLINA IZ NOVIH DOBAVNIH PRAVACA
  - 3.1 LNG
  - 3.2 IAP

**Tablica 12** Projekcija ukupnog transporta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2017.-2026.

PROJEKCIJE TRANSPORTA PLINSKIM SUSTAVOM RH 2017.-2026. [TWh]										
1. POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
Distributivni potrošači	11,36	11,96	12,24	12,57	12,65	12,82	12,98	13,18	13,36	13,54
Izravni industrijski potrošači	3,37	3,38	3,39	3,40	3,41	3,45	3,45	3,45	3,46	3,46
Energetske transformacije	3,86	3,75	3,89	5,78	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63
Petrokemija	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26
<b>UKUPNO (1)</b>	<b>23,85</b>	<b>24,35</b>	<b>24,78</b>	<b>27,01</b>	<b>27,95</b>	<b>28,16</b>	<b>28,32</b>	<b>28,52</b>	<b>28,71</b>	<b>28,89</b>
2. TRANSPORT PLINA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
<b>UKUPNO (2)</b>	<b>3,04</b>	<b>3,21</b>	<b>3,43</b>	<b>3,55</b>	<b>3,68</b>	<b>3,96</b>	<b>4,02</b>	<b>4,11</b>	<b>4,17</b>	<b>4,22</b>
3.1 PROJEKCIJA TRANSPORTA S LNG-a NA TEMELJU REZULTATA „OPEN SEASON“ POSTUPKA										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
<b>UKUPNO (3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>27,67</b>	<b>29,16</b>	<b>29,16</b>	<b>29,16</b>	<b>39,86</b>	<b>20,18</b>	<b>20,18</b>	<b>20,18</b>
3.2 TRANSPORT PLINA IZ NOVIH DOBAVNIH PRAVACA - IAP										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
<b>UKUPNO (4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8,65</b>	<b>9,61</b>	<b>10,57</b>	<b>11,53</b>
UKUPNI TRANSPORT PLINSKIM SUSTAVOM RH (1+2+3+4)										
	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
<b>SVEUKUPNO (1+2+3+4)</b>	<b>26,89</b>	<b>27,56</b>	<b>55,88</b>	<b>59,72</b>	<b>60,79</b>	<b>61,28</b>	<b>80,85</b>	<b>62,42</b>	<b>63,63</b>	<b>64,82</b>

Iz ovog tabličnog prikaza (tablica 12), kao i iz grafa 17, vidljivo je da je moguć značajan rast transporta prirodnog plina plinskim transportnim sustavom Republike Hrvatske, ali i da su za intenzitet tog rasta ključni, opseg i dinamika ostvarenja novih dobavnih projekata i pravaca, projekta LNG terminala na otoku Krku i Jonsko-jadranskog plinovoda (IAP). Mora se, još jednom, naglasiti da su količine za transport plina s LNG terminala utemeljene na interesu rezultatima neobvezujućeg „open season“ postupka. Takvo povećanje opsega transporta prirodnog plina bi imalo značajne gospodarske učinke, ali bi zahtijevalo i značajna ulaganja u nove dijelove plinskog transportnog sustava.

**Graf 17** Projekcija transporta plinskim sustavom RH 2017.-2026.



## 4. RAZMATRANJE POTREBE IZGRADNJE NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA

### 4.1 POSTAVKE I CILJEVI RAZMATRANJA POTREBE IZGRADNJE NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA

Ova razmatranja su obavljena u cilju potvrde opravdanosti opsega i dinamike ostvarenja planiranih razvojnih projekata. Naravno, u prvom planu su potrebe domaćeg tržišta, odnosno projekti bitni za njegovo učinkovito funkcioniranje i nesmetan razvoj. Međutim, kao što je već rečeno, novi strateški dobavni projekti predstavljaju veliki razvojni potencijal i bitno će utjecati na daljnji razvoj plinskog transportnog sustava. To su projekti vezani uz prihvata i tranzit prirodnog plina s budućeg LNG terminala na otoku Krku, koji je dosegao značajnu fazu pripremljenosti i zrelosti, kao i hrvatski dio Jonsko-jadranskog plinovoda, koji još nije dosegao tu fazu. Ovi projekti mogu imati izuzetno pozitivan utjecaj na funkcioniranje i razvoj domaćeg tržišta prirodnog plina, ali su ipak, većim dijelom, usmjereni tržištima zemalja u našem okruženju. Njihovo ostvarenje zahtijeva uspostavu dvosmjernog protoka na interkonekcijama sa slovenskim i mađarskim transportnim sustavom, ali i povezivanje sa sustavima ostalih susjednih zemalja, te osiguravanje potrebnih kapaciteta na ovim interkonekcijama kao i povećanje kapaciteta na glavnim transportno-tranzitnim pravcima plinskog transportnog sustava. Razmatranje potrebe i opravdanosti realizacije novih transportnih kapaciteta provedeno je na temelju rezultata hidrauličkih simulacija transportnog sustava koje su provedene za **dva scenarija** transporta plina:

**Scenarij 1** - transport plina kroz postojeći transportni sustav i potrebna ulaganja bez ostvarenja projekata LNG i IAP

**Scenarij 2** - transport plina kroz postojeći transportni sustav i potrebna ulaganja uz ostvarenje LNG projekta

Hidrauličke simulacije transportnog sustava provedene su za svaki od dva scenarija i za svaku od tri karakteristične godine. Scenariji transporta plina u karakterističnim godinama 2019., 2021. i 2025. određeni su tako da su u obzir uzete sljedeće pretpostavke:

6.2.5.1. potrošnja plina odgovara projekciji vršne potrošnje odnosno projekciji maksimalnog dnevnog opterećenja sustava u promatranoj godini,

6.2.5.2. domaća proizvodnja plina odgovara projekciji proizvodnje prikazanoj u Tablici 6,

6.2.5.3. proizvodnja plina iz PSP Okoli je maksimalna,

Za scenarij 2, pored već prethodno navedenih, dodana je sljedeća postavka:

6.2.5.4. Razmatranju scenarija 2 pristupilo se uvažavajući činjenice, da postoji interes tržišta za što bržim ostvarenjem LNG projekta, što je ostvarivo primjenom plutajućeg LNG terminala (FSRU) i što je svojim zaključkom poduprla i potvrdila Vlada Republike Hrvatske, s jedne strane, te uvažavajući rezultate pripadajućih neobvezujućih "open season" postupaka, ali i kapacitete postojećeg plinskog transportnog sustava i mogućnosti njihovog što jednostavnijeg i bržeg povećanja, s druge strane.

**Treći mogući scenarij** koji uključuje ostvarenje LNG projekta i projekta IAP nije detaljno razmatran zbog već prethodno navedene nezrelosti projekta Jonsko-jadranskog plinovoda, uzrokovane, prije svega, još neprovedenim istraživanjima tržišta (Open Season), ali i drugim nedorečenostima.

Cilj provedbe hidrauličkih simulacija scenarija transporta plina bio je utvrditi mogućnost transporta plina kroz postojeći transportni sustav odnosno kroz transportni sustav koji odgovara izgrađenosti na dan 31.12.2015. Ukoliko bi rezultati simulacija pokazali da kapaciteti plinovoda postojećeg transportnog sustava nisu dostatni, odnosno da kroz postojeći transportni sustav nije moguće ostvariti transport plina kako je definirano u scenarijima, bilo je potrebno utvrditi dinamiku izgradnje i stavljanja u uporabu novih transportnih kapaciteta, kako bi transport plina definiran u scenarijima bio ostvariv.

## 4.2 OPRAVDANOST POTREBNIH NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA

Analiza rezultata hidrauličkih simulacija za **Scenarij 1**, koji je usmjeren na potrebe domaćeg tržišta bez ostvarenja projekata LNG i IAP pokazala je da su postojeći transportni kapaciteti dovoljni za zadovoljavanje domaćeg tržišta.

Analiza rezultata hidrauličkih simulacija **Scenarija 2**, koji pored potreba domaćeg tržišta, uključuje i ostvarenje LNG projekta u prvoj fazi, što podrazumijeva plutajući LNG terminal (FSRU), upućuje da je za omogućavanje prihvata i transporta plina s LNG terminala potrebno izgraditi i pustiti u uporabu sljedeće planirane objekte plinskog transportnog sustava:

- plinovod Omišalj-Zlobin DN 1000/100 bar i Kompresorsku stanicu 1, 2019. godine i
- povećanje kapaciteta KS-1 dogradnjom još jedne kompresorske jedinice, 2020. godine.

Uz navedeno, razmatra se i izgradnja plinovoda Lučko-Zabok DN 700/75 bar i Zabok-Rogatec (SLO) DN/75 bar, uzevši u obzir da postojeći plinovodni sustav Lučko-Zabok-Rogatec DN 500/50 bar omogućava transport plina samo u smjeru iz Slovenije u Hrvatsku, a razmatranim novim plinovodom bi se omogućio dvosmjerni protok plina između Hrvatske i Slovenije. Također, u bliskoj budućnosti će se omogućiti i planirani transport plina s LNG terminala i iz IAP-a prema Sloveniji, tranzit na pravcu Slovenija/Mađarska i obrnuto, ali i tranzit iz Slovenije prema Srbiji i Bosni i Hercegovini. Naravno, stvarne potrebe za transportom plina s LNG terminala, kao i potrebu gradnje plinovoda Lučko-Zabok-Rogatec će pokazati provedba obvezujuće faze "Open Season" postupka. Pritom će rezultati provedbe obvezujuće faze "Open Season" postupka biti ključan parametar za utjecaj ostvarenja projekta na ukupnu iskorištenost plinskog transportnog sustava, na otklanjanje tržišnog rizika odnosno rizika od neiskorištenog kapaciteta, te konačno na isplativost projekta na dugoročnoj osnovi i na odluku o investiranju.

Mogućnosti transporta plina s LNG terminala za razmatranu početnu opciju plutajućeg terminala prikazane su u Tablici 13.

**Tablica 13**      Mogućnost transport plina za početnu FSRU opciju LNG terminala za razdoblje 2019.-2026.

MOGUĆNOST TRANSPORTA PLINA ZA POČETNU FSRU OPCIJU LNG										
Mj.jed.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2026.
m <sup>3</sup> /h	-	-	250.000	250.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Bcm	-	-	2	2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
TWh	-	-	19,22	19,22	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03

## **5. OSTALI ZAHTJEVI I POLAZIŠTA RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE**

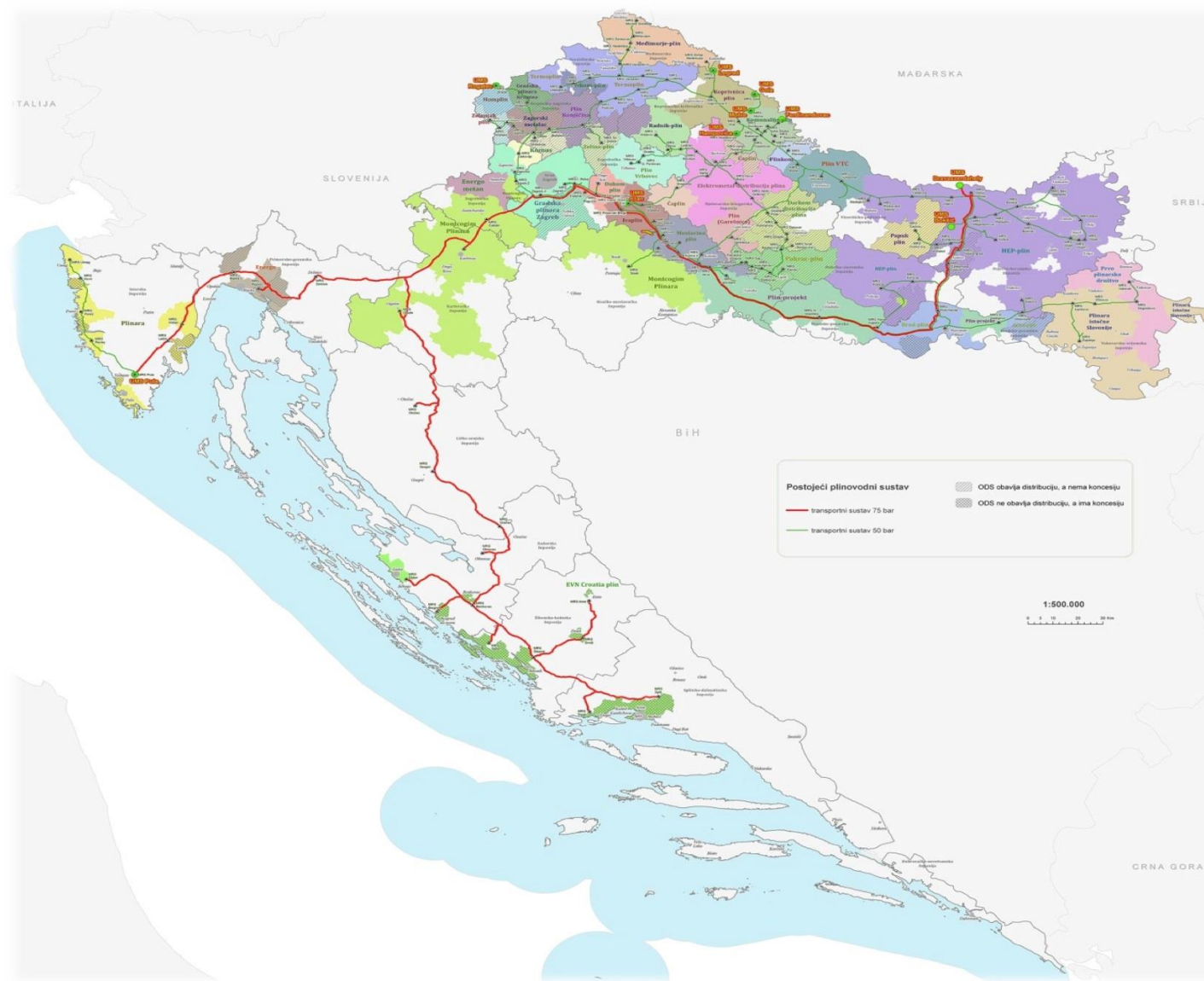
### **5.1 *USKLAĐENOST S POTREBAMA I RAZVOJEM OSTALIH PLINSKIH SUSTAVA U REPUBLICI HRVATSKOJ***

#### **5.1.1 USKLAĐENOST S PROIZVODNIM SUSTAVIMA**

Proizvodnja nafte i prirodnog plina u Republici Hrvatskoj ima izuzetno dugu povijest i velik energetska i gospodarski značaj, što potvrđuje i visoka pokrivenost hrvatskih potreba za prirodnim plinom proizvodnjom iz domaćih izvora, kroz dugogodišnje razdoblje. Iako je očekivan kontinuirani pad proizvodnje prirodnog plina iz postojećih domaćih izvora, novi koncesijski natječaji za područje Jadrana, ali i kontinenta, daju određeni optimizam! Zato je neupitno usklađivanje razvoja plinskog transportnog sustava s potrebama i razvojem proizvodnih sustava. Valja naglasiti da je upravo razvoj naftnih i plinskih polja poticao i usmjeravao razvoj plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske. Kao noviji značajan primjer se može navesti izgradnja plinovoda Pula-Karlovac, kojim je omogućen izravan transport prirodnog plina iz sjevernojadranskih plinskih polja na domaće tržište. To usklađivanje je do sada uspješno obavljano sa stručnjacima INA d.d., a Plinacro, kao operator transportnog sustava, je i dalje otvoren za suradnju i nastojat će odgovoriti na sve utemeljene zahtjeve.



Karta 3 Zemljopisni raspored distributera plina Republike Hrvatske



### 5.1.2 USKLAĐENOST S DISTRIBUCIJSKIM SUSTAVIMA I IZRAVNIM POTROŠAČIMA

Distribucijski plinski sustavi, kao poveznica svih ostalih sustava, a prije svega plinskog transportnog sustava, s potrošačima, su izuzetno bitan dio sveukupnog sektora prirodnog plina. U ovome trenutku, energetska djelatnost distribucije prirodnog plina u Republici Hrvatskoj obavlja 35 energetskih subjekata (Karta 3), što je prilično velik broj, osobito u odnosu na distribuirane količine u Republici Hrvatskoj, u 2015. godini, od 10,34 TWh.

Plinacro d.o.o. je provedbom velikog razvojno-ulagačkog poduhvata, "Plana razvoja, izgradnje i modernizacije plinskog transportnog sustava u Republici Hrvatskoj 2002.-2011.", plinskim transportnim sustavom pokrio gotovo 95% teritorija i stvorio preduvjete daljnjeg razvoja distribucijskih plinskih sustava u Istri, Primorju, Lici i Dalmaciji, ali i u dijelovima kontinentalne Hrvatske.

Činjenica je da se na novim područjima potencijalne plinifikacije, gdje su izgradnjom novog plinskog transportnog sustava stvoreni uvjeti za njenu provedbu, razvoj distribucijskih sustava i potrošnje prirodnog plina, odvijaju prilično sporo. S druge strane, na postojećim distribucijskim područjima, gdje su i transportni i distribucijski sustav razvijeni, kao rezultat gospodarske krize i povećanja učinkovitosti, potrošnja je u padu i za očekivati je njen spor oporavak!

Po pitanju potrošnje prirodnog plina slično je stanje i s izravnim potrošačima, jer je i kod najvećeg broja od njih potrošnja u padu.

Plinacro d.o.o., svjestan tog stanja, čini sve napore da osigura kvalitetu i pouzdanost usluge transporta i distribucijskim i izravnim potrošačima. Stoga je i ovaj Desetogodišnji plan usmjeren, kako na rekonstrukcije i poboljšanja na postojećem sustavu, tako i na izgradnju novih dijelova sustava, usklađeno s razvojnim planovima svih korisnika.

### 5.1.3 USKLAĐENOST SA SUSTAVOM ZA SKLADIŠTENJE

Stanje i pravci razvoja sustava za skladištenja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj određeni su "Planom razvoja sustava skladišta plina" (veljača 2014.) koji je Agencija odobrila energetskom subjektu Podzemno skladište plina d.o.o. Razvoj sustava za skladištenje razmatran je, prije svega u funkciji domaće potrošnje prirodnog plina, ali i u funkciji novih dobavnih projekata (kao što su LNG, IAP...) i tržišta prirodnog plina u susjednim zemljama. Slijedom toga su i planirane tri razvojne faze:

- 1.faza: dogradnja postojećeg skladišta podzemnog skladišta plina Okoli koja je u tijeku.
- 2.faza: izgradnja vršnog skladišta plina u Grubišnom Polju – čija je izgradnja i puštanje u rad planirano u 2022. godini.
- 3.faza: izgradnja novog sezonskog skladišta plina - uvjetno, u dinamici sukladnoj mogućnostima i potrebama, a u skladu sa Strategijom energetskog razvoja.

Ovaj Desetogodišnji plan je usklađen s ovim planovima. Uključivanje novog vršnog skladišta u Grubišnom Polju u rad ne zahtjeva dodatna ulaganja u plinski transportni sustav, jer je isti smješteno u neposrednoj blizini postojećeg magistralnog plinovoda Kutina - Virovitica, čiji su kapaciteti dostatni. Međutim, planiranom izgradnjom novog plinovodnog sustava DN 700/75 bar Rogatec-Zabok-Lučko će se, pored ostalog, omogućiti i korištenje slobodnih skladišnih i transportnih kapaciteta od strane slovenskih opskrbljivača, koje je do sada bilo moguće samo zamjenom količina plina s Inom (virtualnim transportom). Naravno, po mogućem ostvarenju interkonekcije s Bosnom i Hercegovinom i za potrebe njihovog tržišta.

## **5.2 TEHNIČKA I OPERATIVNA USKLAĐENOST S DRUGIM OPERATORIMA PLINSKIH TRANSPORTNIH SUSTAVA**

Na interkonekcijama s Republikom Slovenijom (Rogatec) i Republikom Mađarskom (Dravaszerdahely) osigurani su preduvjeti za tehničku i operativnu usklađenost s operatorima transportnih sustava tih zemalja, Plinovodima d.o.o. (Slovenija) i FGSZ Ltd. (Mađarska), kroz odgovarajuće sporazume o interkonekciji, a koji su usklađeni sa zahtjevima uredbe EU 703/2015 o uspostavi pravila interoperabilnosti. Sporazumima su definirana sva pravila i procedure vezane uz korištenje kapaciteta interkonekcija. Da bi se osiguralo provođenje obveza iz uredbe EU 984/2013 i ponuda spojenog kapaciteta na svakoj od interkonekcija, a s obzirom na činjenicu da nije iznađeno rješenje povezivanja navedene dvije platforme koju koriste susjedni operatori transportnih sustava, Plinacro je morao ugovoriti uslugu korištenja dviju aukcijskih platformi PRISMA i RBP za 2016. i 2017. godinu. Ovisno o rješenju problematike zajedničke aukcijske platforme na razini EU, a usklađeno sa susjednim operatorima, Plinacro će ugovoriti uslugu korištenja aukcijskih platformi za naredno razdoblje. Slijedom činjenice da je u budućnosti planirano sveobuhvatno povezivanje hrvatskog plinskog transportnog sustava s plinskim transportnim sustavima svih susjednih zemalja, što je vidljivo iz ovog plana, na tom području se očekuju značajne aktivnosti.

Valja naglasiti da se već u pripreмноj fazi projekata interkonekcija, intenzivno surađuje s operatorima transportnih sustava tih zemalja (slovenski Plinovodi, mađarski FGSZ, srbijanski Srbijagas, bosanskohercegovački BH-Gas, crnogorski Montenegro - Bonus, albanski Albgaz).

## **5.3 USKLAĐENJE S NEOBVEZUJUĆIM DESETOGODIŠNJIM PLANOM RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA EU**

Neobvezujući *Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava EU* (TYNDP) predstavlja skup razvojnih infrastrukturnih planova (projekata) prikupljenih od europskih operatora transportnih sustava i promotora posebnih projekata.

Glavni cilj TYNDP-a je osigurati stalno praćenje europske plinske infrastrukture, ukazati na potencijalne nedostatke u budućoj investiciji te pokušava obuhvatiti širu dinamiku europskog plinskog tržišta s pogledom na potencijal dobave, integraciju tržišta i sigurnost dobave.

Podaci o razvojnim projektima i potrebama za plinom, dobiveni od europskih operatora transportnih sustava koriste se u modeliranju plinske transportne i tranzitne mreže u desetogodišnjem razdoblju.

Modeliranjem se predviđaju tokovi plina u budućnosti s obzirom na situacije moguće dobave i potražnje za plinom po pojedinim zemljama i regijama. Razmatraju se slučajevi tokova plina, mogućih transportiranih količina i tranzita za normalne uvjete kao i za krizne ili izvanredne situacije (obustava isporuke iz Rusije, poremećaji isporuke preko Ukrajine ili Bjelorusije, prekid isporuke iz Alžira itd.).

Prate se i analiziraju iskazane godišnje potrebe za plinom kao i vršne dnevne potrebe za plinom po zemljama. Analizira se i ovisnost pojedinih zemalja o izvoru dobave plina na godišnjoj bazi, te se promatra kako se to mijenja realizacijom pojedinih ili svih predviđenih razvojnih projekata. U trenutku izrade ovog plana izlazi novi TYNDP 2017.-2026.

## **5.4 OSIGURANJE PREDUVJETA RAZVOJA TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA**

Operator transportnog sustava osigurava tehničku i tehnološku infrastrukturu za transport prirodnog plina u Republici Hrvatskoj te isto tako osigurava informacijsku platformu za prikupljanje, pohranjivanje i razmjenu podataka neophodnih za provođenje propisanih aktivnosti između sudionika na tržištu prirodnog plina. U tu svrhu, za evidenciju i kontinuiranu razmjenu

podataka sa subjektima na tržištu plina, za svakodnevnu obradu i pohranjivanje svih podataka potrebnih za obavljanje usluge transporta plina i uravnoteženja plinskog transportnog sustava, osmišljen je i uveden informacijski sustav za komercijalno upravljanje kapacitetima (SUKAP).

Informacijski sustav je neophodna podrška za obavljanje usluge transporta plina, uravnoteženja plinskog transportnog sustava te za kontinuiranu razmjenu i intenzivnu svakodnevnu i mjesečnu obradu podataka, izradu izvještaja i obračun naknada za korištenje transportnog sustava. Sustav je uveden i razvijen sukladno zahtjevima zakonske regulative. Organiziran je modularno na način da svaki modul podržava pojedini poslovni proces i njegove aktivnosti kao što su rezervacije kapaciteta transportnog sustava, nominacije korištenja transportnog sustava, prikupljanje i obrada podataka o izmjerenim i raspodijeljenim količinama plina, izvještavanje i objava podataka, uravnoteženje transportnog sustava te promjena rezervacija kapaciteta uslijed promjene opskrbljivača krajnjih kupaca.

#### **5.4.1 OSIGURANJE POUZDANOSTI OPSKRBE-KRITERIJ N-1**

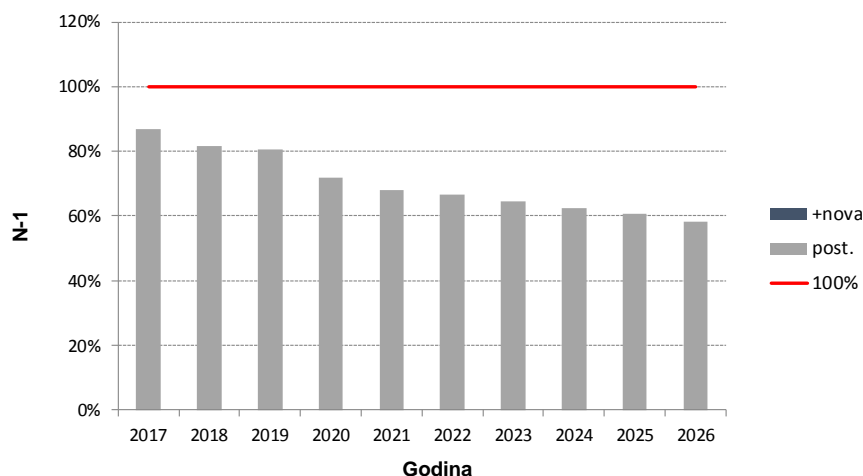
U ovom trenutku, postojanje značajne domaće proizvodnje prirodnog plina, podzemnog skladišta PSP Okoli i dviju interkonekcija, koje omogućavaju uvoz značajnih količina prirodnog plina, osigurava visoku razinu pouzdanosti opskrbe hrvatskog tržišta. Međutim, što je i navedeno u poglavlju 1.4., kriterij N-1 nije ispunjen. To dobiva posebnu težinu u svijetlu činjenica da je domaća proizvodnja u stalnom padu, a da se, bez obzira na sve nepovoljne okolnosti, ipak očekuje rast potrošnje. Najjednostavnije rješenje je povećanje ulaznih kapaciteta na postojećim interkonekcijama. Na interkonekciji sa slovenskim plinskim transportnim sustavom (Rogatec) to će se postići, u prvom koraku, izgradnjom plinovodnog sustava DN 700/75 bar Rogatec-Zabok-Lučko, a potom i pripadajuće kompresorske stanice KS-3, a na intekronekciji s Mađarskom (Dravaszerdahely) izgradnjom pripadajućih kompresorskih stanica, prvo KS-1, a potom KS-2. Točne tehničke značajke i smještaj navedenih kompresorskih stanica bit će rezultat pripadajućih *Studija izvodljivosti*. Valja naglasiti da će se izgradnjom ovih objekata omogućiti i puno korištenje dvosmjernog protoka na navedenim interkonekcijama.

Kod izračuna N-1 za sve godine plana za ulazne točke kod uvoza i skladišta korišteni su objavljeni kapaciteti sustava, odnosno očekivano povećanje kapaciteta ulaskom nove infrastrukture u upotrebu, dok je kapacitet iz domaće proizvodnje izračunat na temelju godišnje proizvodnje svedene na dnevnu proizvodnju i uvećanu za maksimalno odstupanje od prosjeka koji se događa 1 u 20 godini.

Ukupna dnevna potrošnja koja se može statistički dogoditi 1 u 20 godina izračunata je na temelju prosječne dnevne potrošnje potrošača s distributivnog sektora, komercijalnih potrošača na transportnom sustavu, petrokemije i energetske transformacije uvećanu za maksimalno odstupanje od prosjeka koji se događa 1 u 20 godina.

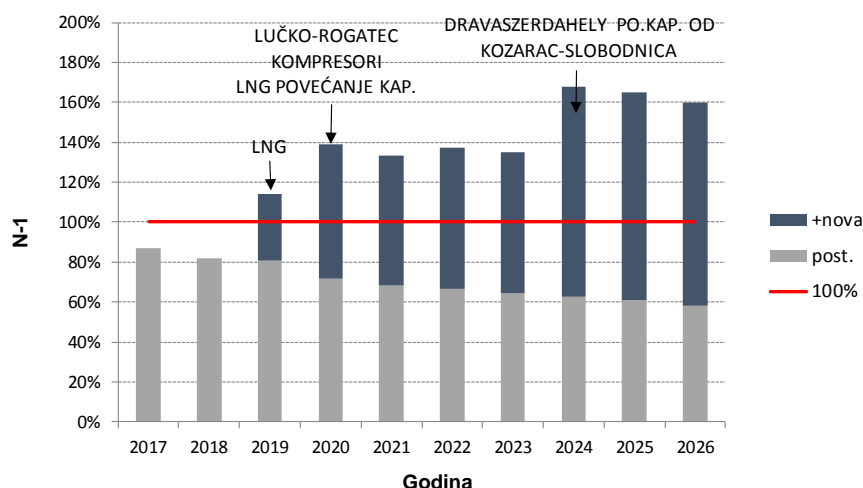
Uz postojeću infrastrukturu, zbog povećanja potrošnje i smanjenja kapaciteta domaće proizvodnje N-1 je u svim godinama manji od 100% s tendencijom smanjenja od 87% u 2017. godini do 58% u 2026. godini (Graf 18).

**Graf 18** N-1 s postojećom infrastrukturom od 2017.-2026.



Izgradnjom infrastrukture planirane Planom N-1 će porasti na više od 100% u 2019. godini i na zadovoljavajućih oko 140% posto od 2020. do 2023. godine odnosno na preko 160% iza od 2024. godine.

**Graf 19** N-1 s planiranom infrastrukturom iz Desetogodišnjeg plana razvoja 2017.-2026.



Ukupna dnevna potrošnja koja se može statistički dogoditi 1 u 20 godina izračunata je na temelju prosječne dnevne potrošnje potrošača s distributivnog sektora, komercijalnih potrošača na transportnom sustavu, petrokemije i energetske transformacije uvećanu za maksimalno odstupanje od prosjeka koji se događa 1 u 20 godina.

Izgradnjom navedenih objekata, mogu se bitno povećati kapaciteti na obje interkonekcije.

Drugim riječima, izgradnjom navedenih objekata je dugoročno osigurano zadovoljenje N-1 kriterija i pouzdanosti opskrbe, tim više što je planirana izgradnja, novog skladišta, kao i otvaranja novih dobavnih pravaca (IAP i LNG).

#### 5.4.2 OSIGURANJE DVOSMJERNOG PROTOKA NA INTERKONEKCIJAMA

Kao što je već u poglavlju 1.4. navedeno, Uredba (EU) 994/2010, kao mjeru za očuvanje pouzdanosti opskrbe propisuje, operatorima plinskih transportnih sustava, i obvezu osiguravanja mogućnosti stalnog dvosmjernog kapaciteta na svim prekograničnim povezivanjima plinskih transportnih sustava država članica EU. Plinski transportni sustav Republike Hrvatske, što je



razvidno iz prethodnih razmatranja ima dvije interkonekcije, jednu sa Slovenijom (Rogatec) i drugu s Mađarskom (Dravaszerdahely).

Interkonekcija sa Slovenijom (plinovod Rogatec-Zabok) izgrađena je kao jednosmjerna, s početnom osnovom namjenom uvoza prirodnog plina u Republiku Hrvatsku. Interkonekcija s Mađarskom (plinovod Dravaszerdahely-Donji Miholjac) je izgrađena kao dvosmjerna, također s početnom osnovom namjenom uvoza prirodnog plina u Republiku Hrvatsku, ali i s namjerom da se u kasnijoj fazi koristi za transport prirodnog plina iz Hrvatske u Mađarsku. Ta kasnija faza je trebala nastupiti tek kada budu raspoložive količine koje bi se mogle transportirati iz Hrvatske u Mađarsku. Slijedom činjenice da je Hrvatska niz godina uvoznik prirodnog plina i da do pojave novog izvora, odnosno otvaranja novog dobavnog pravca, nema viška plina, koji bi se usmjerio na mađarsko tržište, nije niti bilo stvarne potrebe za osiguranjem uvjeta za mogućnost transporta plina iz Hrvatske u Mađarsku. Takav pristup osiguravanju uvjeta dvosmjernog protoka, tek po raspoloživosti količina prirodnog plina i nastanku stvarne potrebe za njim, usuglasili su i ugovorno verificirali operatori plinskih transportnih sustava, mađarski FGSZ Ltd. i hrvatski Plinacro d.o.o. Ugovorom o interkonekciji, odnosno dodatkom 1. tog Ugovora, definirana je obveza izgradnje kompresorske stanice na hrvatskoj strani, koja će omogućiti puni fizički protok i transport plina iz Hrvatske u Mađarsku, tek u slučaju izgradnje LNG terminala na otoku Krku.

Trenutno tlačni uvjeti u hrvatskom plinskom transportnom sustavu ne omogućavaju fizički protok plina, niti u smjeru Slovenije, niti u smjeru Mađarske. Međutim, u prosincu 2016. godine potpisan je ugovor o upravljanju tlakom na interkonekciji Mađarska–Hrvatska. Ugovorom su uređeni tehnički i komercijalni uvjeti pod kojima će se pogonom kompresorskih postrojenja u Mađarskoj po potrebi prilagođavati razina primopredajnog tlaka na interkonekciji. To će omogućiti smanjenje vjerojatnost prekida postojećeg prekidivog kapaciteta koji je korisnicima na raspolaganju u iznosu od 50.000 m<sup>3</sup>/h te će prema potrebi biti omogućen i fizički protok plina u smjeru Hrvatska–Mađarska pri tlaku nižem od sporazumom o interkonekciji definiranih 52 bar. U koordinaciji s HERA-om cjenik nestandardnih usluga operatora transportnog sustava za regulacijsko razdoblje 2017.-2021. nadopunjen je s naknadom za korištenje prekidivog kapaciteta smanjene prekidivosti na interkonekciji Hrvatska–Mađarska prema kojoj trošak usluge snosi korisnik transportnih sustava koji zakupljuje prekidivi kapacitet na interkonekciji Hrvatska–Mađarska.

Stvarno rješavanje dvosmjernog protoka na interkonekciji sa Slovenijom vezano je, prije svega, na izgradnju novog interkonekcijskog plinovodnog sustava DN 700/75 bar Rogatec-Zabok-Lučko i pripadajuće kompresorske stanice KS-3, a na interkonekciji s Mađarskom na izgradnju pripadajućih stanica KS-1, a po potrebi i KS-2.

Ponovo valja naglasiti da su svi ovi navedeni objekti, osim za osiguranje dvosmjernog protoka i ostalih sastavnica pouzdane opskrbe, izuzetno bitni za cjelokupan daljnji razvoj domaćeg tržišta plina, za možebitno ostvarenje strateških projekata, kao što su LNG, IAP, proizvodnja plina na srednjem i južnom Jadranu.

#### **5.4.3 OSIGURANJE ZAHTJEVA TRANSPARENTNOSTI DOSTUPNOSTI INFORMACIJA KORISNICIMA**

Zahtjevi za transparentnošću za operatore transportnog sustava propisani su člankom 18. Uredbe (EU) 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća od 13.09.2009. o uvjetima pristupa mrežama za transport prirodnog plina, Aneksa Uredbe 685/2010 i Aneksa Uredbe 347/2013.

Plinacro, kao hrvatski operator transportnog sustava te obveznik Uredbe 715/2009, objavljuje informacije o uslugama koje nudi i o relevantnim važećim uvjetima, zajedno s tehničkim informacijama koje su potrebne postojećim i budućim korisnicima plinskog transportnog sustava. Sukladno Uredbi 715/2009. i Aneksima Uredbe navedeni podaci bit će javno objavljeni.

Transparentnost podataka osigurana je iz informatičkog sustava za komercijalnim upravljanjem kapacitetima.

Desetogodišnjim planom planira se daljnji razvoj i izgradnja IT sustava.

#### **5.4.4 URAVNOTEŽENJE TRANSPORTNOG SUSTAVA NA TRŽIŠNIM OSNOVAMA**

Da bi se osigurali nužni uvjeti za siguran, pouzdan i kvalitetan transport plina svim korisnicima transportnog sustava nužno je transportni sustav kontinuirano održavati u normalnim pogonskim uvjetima i unutar dopuštenih granica neravnoteže.

Sukladno odredbama važećih općih akata kojima se definiraju pravila organizacije na tržištu plina u Republici Hrvatskoj, voditelj bilančne skupine dužan je svakodnevno uravnoteživati količine plina koje ulaze i izlaze iz transportnog sustava za bilančnu skupinu koju organizira i vodi.

Korisnici transportnog sustava za održavanje ravnoteže vlastite bilančne skupine mogu koristiti renominaciju korištenja ulaznih i izlaznih kapaciteta te trgovanje na virtualnoj točki sa drugim voditeljima bilančnih skupina. Operator transportnog sustava voditeljima bilančnih skupina daje raspoložive informacije o stanju uravnoteženja njihovih bilančnih skupina i transportnog sustava putem Internetske stranice i informacijskog sustava SUKAP.

Plinacro svakodnevno, temeljem podataka o nominiranim količinama plina na ulazima i izlazima iz sustava te podataka o prognoziranoj potrošnji plina, analizira kretanje stanja akumulacije u transportnom sustavu. Na temelju dobivenih podataka Plinacro po potrebi provodi dodatne mjere uravnoteženja korištenjem energije uravnoteženja i upravljanjem akumulacijom plinovoda. U slučajevima proglašenja kriznog stanja smanjenje ili obustava preuzimanja/predaje prirodnog plina pojedinim korisnicima transportnog sustava provodi se sukladno Planu intervencije o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom Republike Hrvatske.

#### **5.4.5 UPRAVLJANJE ZAGUŠENJIMA TRANSPORTNOG SUSTAVA**

Načela mehanizma za raspodjelu kapaciteta i postupaka upravljanja zagušenjem za operatore transportnog sustava propisani su člankom 16. Uredbe (EU) 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća od 13.09.2009. o uvjetima pristupa mrežama za transport prirodnog plina, Aneksa Uredbe 685/2010, Aneksa Uredbe broj 490/2012. i Aneksa Uredbe 347/2013.

Plinacro, kao operator transportnog sustava, dužan je provoditi i objavljivati nediskriminirajuće i transparentne postupke upravljanja zagušenjima koji će omogućiti prekogranične razmjene prirodnog plina na nediskriminirajućoj osnovi.

Ulaganja u izradu odgovarajućeg modularnog informatičkog sustava za podršku upravljanju zagušenjima transportnog sustava uključeni su u ovaj Desetogodišnji plan.

Do sada nije bilo fizičkih zagušenja na plinskom transportnom sustavu Republike Hrvatske, no kako bi se u budućnosti fizička zagušenja spriječila, planira se daljnji razvoj plinskog transportnog sustava izgradnjom već navedenih interkonekcijskih plinovodnih sustava DN 700/75 bar Rogatec – Zabok –Lučko, kao i sustava kompresorskih stanica (KS 1+KS 2+KS 3).



## 6. RAZVOJ PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE

### 6.1 ODREDNICE RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA

Razmatranja o sadašnjem stanju sustava, provedena u prvom dijelu ovog plana, su pokazala da je plinski transportni sustav dosegao značajnu razinu razvijenosti, kako u svojoj teritorijalnoj rasprostranjenosti od gotovo 95% teritorija RH i kapacitetima, tako i u povezanosti sa sustavima susjednih zemalja i tehnološkoj pouzdanosti i operativnoj sigurnosti. Međutim, ta razmatranja su, zajedno s ostalima, ukazala i na nužnost njegovog daljnjeg razvoja u cilju povećanja njegove učinkovitosti, tržišne prilagođenosti i pouzdanosti opskrbe kao i tehničke sigurnosti.

Razumljivo je da su u prvom planu projekti koji se planiraju za zadovoljavanje domaćeg tržišta prirodnog plina. Međutim, s obzirom na smještajnu povoljnost Republike Hrvatske u odnosu na postojeće i nove dobavne pravce i projekte, planira se uklapanje u njih te povezivanje s plinskim transportnim sustavima susjednih zemalja i transport plina za njihove potrebe. Drugim riječima, u daljnjem razvoju plinskog transportnog sustava polazimo od vlastitih potreba, ali uvažavajući potrebe i zahtjeve svog šireg okruženja, a pogotovo EU, čija smo članica, nastojimo maksimalno iskoristiti i vrednovati geostratešku poziciju Republike Hrvatske.

Mora se naglasiti da za gotovo svaki od novih dijelova plinskog transportnog sustava postoji niz razloga za njihovu izgradnju, ali se kao temeljni razlozi mogu navesti sljedeći sljedeći:

- **PLINOFIKACIJA** je ključni razlog razvoja i izgradnje plinskog transportnog sustava kojem je cilj dostizanje pune pokrivenosti teritorija Republike Hrvatske transportnim kapacitetima, sukladno potrebama tržišta.
- **POUZDANOST OPSKRBE** je također ključni razlog razvoja i izgradnje plinskog transportnog sustava, jer je pouzdana opskrba energijom preduvjet, ne samo razvoja, nego opstojnosti stanovništva i gospodarstva. Stoga je nužno da plinski transportni sustav, svojim kapacitetima i povezanošću s više izvora i pravaca dobave prirodnog plina, bilo domaćih, bilo inozemnih, omogući nesmetanu opskrbu i u izvanrednim uvjetima, uvjetima prekida dobave iz nekog od tih izvora i pravaca. Kriterij pouzdanosti opskrbe N-1 je razmatran u prethodnim poglavljima. Valja napomenuti da pored pouzdanosti opskrbe na razini cjelokupnog sustava, odnosno Republike Hrvatske, treba biti zadovoljena i regionalna pouzdanost opskrbe, koja bi mogla biti ugrožena nedostatnim transportnim kapacitetima, mogućim prekidima transporta uzrokovanim starošću i tehničkim nedostacima regionalnih dijelova plinskog transportnog sustava.
- **KONKURENTNOST OPSKRBE** je tržišna kategorija, ali također izuzetno bitna, jer njeno nepostojanje također ugrožava i stanovništvo i gospodarstvo. Drugim riječima, plinski transportni sustav, također svojim kapacitetima i povezanošću s više izvora i pravaca dobave prirodnog plina, mora omogućiti opskrbu po tržišno konkurentnim cijenama.
- **TRANSPORT PLINA ZA SUSJEDNE ZEMLJE** u funkciji osiguranja pouzdanosti, konkurentnosti pa i opstojnosti njihove opskrbe je taj koji će bitno odrediti opseg i dinamiku razvoja našeg plinskog transportnog sustava, jer bi se potrebe isključivo domaćeg tržišta prirodnog plina mogle zadovoljiti znatno manjim ulaganjima, nego što to zahtijevaju potrebe transporta za susjedne zemlje, a izraziti je primjer za to ulaganje u projekte namijenjene za otpremu LNG s budućeg terminala u Omišlju. Međutim, time se

mogu, s jedne strane, ostvariti značajni prihodi, a s druge strane, tako izgrađen sustav osigurava i pouzdanost i konkurentnost opskrbe našeg tržišta

- INTERKONEKCIJE su poveznice našeg s nekim od plinskih transportnih sustava susjednih zemalja i cilj im je da tim povezivanjima omoguće uklapanje našeg plinskog transportnog sustava u europske tokove prirodnog plina, a time i našeg tržišta u europsko tržište prirodnog plina. U izravnoj su vezi s prethodno navedenim razlozima: pouzdanošću opskrbe, konkurentnošću opskrbe i transportom plina za susjedne zemlje. Nužno je naglasiti da svaka interkonekcija uključuje obvezu dvosmjernog protoka pa se on stoga mora osigurati i na postojećim interkonekcijama!
- TEHNIČKA OPRAVDANOST sadrži široko područje razloga ulaganja u plinski transportni sustav. Dijelom se to odnosi na potrebe rekonstrukcije, dogradnje ili čak zamjene i izgradnje novih dijelova plinskog transportnog sustava koji svojim tehničkim značajkama više ne zadovoljavaju potrebe i kod kojih je čak ugrožena sigurnost rada, a dijelom čak i na napuštanje objekata za koje se predviđa da će biti izvan funkcije. Pored toga tu spadaju i ulaganja u mjerni sustav, sustav za nadzor i upravljanje, sustav tehničke zaštite, kao i u pogonske objekte, koji predstavljaju tehničke preduvjete za vođenje i upravljanje cjelokupnog plinskog transportnog sustava.

Mora se ponovo naglasiti važnost razvoja našeg plinskog transportnog sustava za tranzit plina za susjedne zemlje, prije svega za pouzdanost i opstojnost, ali i konkurentnost njihove opskrbe! Upravo te potrebe susjednih zemalja će bitno utjecati na opseg i dinamiku razvoja i izgradnje novih dijelova našeg plinskog transportnog sustava. Najnovija zbivanja na regionalnoj i europskoj plinskoj sceni i s njima povezane aktivnosti na osiguranju pouzdanosti opskrbe zemalja srednje i jugoistočne Europe (CESEC), koje su predvođene od strane EK i koja im namjerava osigurati maksimalnu potporu, to u potpunosti potvrđuju. Ujedno, to potvrđuje ispravnost takvog razvojnog koncepta, odnosno oblikovanja i planiranja novih projekata i cjelokupnog plinskog transportnog sustava. Ponovo valja naglasiti da je u sustavu ocjene i utemeljenja liste CESEC projekata, plinovodnom sustav Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica je dodijeljen status prioritetnog projekta, plinovodu Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo status opsijski prioritetnog projekta, a plinovodima Lučko-Zabok-Rogatec i Slobodnica-Brod status projekata značajnih za CESEC.

## **6.2 RAZVOJNI PROJEKTI**

U daljnjem razmatranju razvojni projekti Plinacra podijeljeni su na sljedeće grupe: plinovodi, mjerno redukcijske stanice, plinski čvorovi, kompresorske stanice, mjerni sustav, sustav nadzora i upravljanja, sustav tehničke zaštite, pogonski objekti i napuštanje objekata za koje se predviđa da će biti izvan funkcije.

Dosadašnjim razvojem plinskog transportnog sustava, kroz provedbu Plana razvoja, izgradnje i modernizacije plinskog transportnog sustava u Republici Hrvatskoj 2002.-2011., kao i planova koji su slijedili, dostignuta je visoka razina pokrivenosti teritorija Republike Hrvatske, modernim i pouzdanim plinskim transportnim sustavom dostatnih kapaciteta za hrvatsko tržište, ali dijelom i za tržište susjednih zemalja. Naravno, kao što je razmatrano u prethodnim poglavljima, neke tehnički zastarjele dijelove sustava treba rekonstruirati, a neke, zbog nedostatnih kapaciteta i dograditi. Neke nove dijelove sustava treba izgraditi u svrhu povećanja učinkovitosti korištenja sustava, a za to su najbolji primjeri kompresorske stanice kojima će se dizanjem tlaka u sustavu značajno povećati njegova učinkovitost, ali i pouzdanost.

Neupitno je da ima još dosta prostora za poboljšanje i dogradnju postojećeg transportnog sustava, ali njegov budući razvoj, kao i razvoj tržišta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj, ovisi prije svega o novim dobavnim projektima.

Međutim, o novim dobavnim projektima ovise i tržišta susjednih zemalja, a strateška pozicija Republike Hrvatske u odnosu na neke od tih projekata, prije svega projekt LNG u Omišlju i Jonsko-jadranski plinovod (IAP), ali i novi interkonekcijski plinovod na postojećem pravcu Lučko-Zabok-Rogatec, otvara mogućnosti značajnog tranzita našim plinskim transportnim sustavom i može bitno usmjeriti njegov daljnji razvoj.

## **6.2.1 PLINOVODI**

### **6.2.1.1 PLINOVODI ZA KOJE JE PRETHODNIM PLANOM ODOBRENA KONAČNA INVESTICIJSKA ODLUKA (KIO) – PROJEKTI GRUPE A**

#### **Plinovod Donji Miholjac Belišće DN400/50 bar**

Magistralni plinovod Donji Miholjac – Belišće DN 400/50 razvojni je projekt osnovnog transportnog sustava koje čine projekti temeljnog energetskog i razvojnog nacionalnog interesa. Opseg i dinamika ostvarenja razvojnih projekata pa tako i razvojnog projekta magistralnog plinovoda Donji Miholjac – Belišće DN400/50 planira se sukladno potrebama hrvatskog tržišta prirodnog plina ali i opsegu i dinamici s njima povezanih projekata. Magistralni plinovod Donji Miholjac – Belišće bitan je plinovod kojim bi se osiguralo kvalitetno povezivanje novoizgrađenog plinovoda Belišće – Osijek sa ključnom točkom ovog dijela plinskog transportnog sustava MRČ Donji Miholjac. Također, bitno je uzeti u obzir činjenicu da će se izgradnjom predmetnog plinovoda podići razina sigurnosti opskrbe potrošača na širem području Osječko-baranjske županije, obzirom da se za opskrbu navedenog područja, uz plinovod Donji Miholjac – Osijek DN300/50 trenutno koristi plinovod Beničanci-Belišće DN300/50 čiji je projektirani vijek trajanja višestruko premašen i pouzdanost rada na visokom tlaku upitna. Realizacijom plinovoda Donji Miholjac-Belišće dugoročno bi se omogućila pouzdana opskrba većim količinama prirodnog plina velikih industrijskih potrošača na području grada Osijeka, što se prvenstveno odnosi na osiguranje pouzdanih tlačnih uvjeta za HEP – Proizvodnju, ali i na ostale postojeće i potencijalne potrošače na području Osječko – baranjske županije i grada Osijeka.

#### **Plinovod Donji Miholjac-Osijek DN300/50 bar – rekonstrukcija**

Magistralni plinovod Donji Miholjac - Osijek DN300/50 ima izuzetan značaj za pouzdanu opskrbu plinom potrošača široke potrošnje te industrijskih potrošača (HEP TE-TO Osijek) na području grada Osijeka i općine Bizovac. Na ovaj plinovod priključene su mjerno-redukcijske stanice Bizovac, Osijek III, Osijek II (koja trenutno nije u funkciji) te Osijek I.

Magistralni plinovod Donji Miholjac-Osijek DN300/50 izgrađen je i pušten u rad 1977. godine. Uzevši u obzir stanje u prostoru u vrijeme izgradnje ovog plinovoda, a posebno stanje izgrađenosti u koridoru plinovoda na području grada Osijeka, plinovod je zadovoljavao zahtjeve tadašnje zakonske regulative s obzirom na izgrađenost u koridoru plinovoda. Razvojem grada Osijeka u sljedećim godinama pojedini dijelovi trase plinovoda našli su se pod izravnim utjecajem, unutar građevinskog područja u kojem je došlo do značajne izgradnje, prvenstveno stambene namjene. U posljednje se vrijeme u koridoru plinovoda intenzivirala izgradnja gospodarske namjene te izgradnja prometne infrastrukture. Izgradnjom južnog prometnog traka osječke zaobilaznice dio postojećeg plinovoda naći će se u vrlo uskom prostoru između novoizgrađene prometnice i stambenih zgrada. Time će biti izuzetno otežan pristup plinovodu u svrhu

održavanja te u slučaju eventualnih hitnih intervencija. Iz navedenih razloga odlučeno je da sa izvrši rekonstrukcija odnosno izmještanje dijela trase (u duljini 8 km) postojećeg plinovoda Donji Miholjac - Osijek DN300/50 na području grada Osijeka. Plinovod će se izmjestiti u koridor planiranog magistralnog plinovoda Donji Miholjac-Osijek DN800/75.

#### **Plinovod Rogatec-Zabok DN500/50 bar – rekonstrukcija**

Postojeći međunarodni plinovod Rogatec-Zabok izgrađen je 1978. godine, radi čega se kraći dijelovi trase plinovoda danas nalaze u Republici Sloveniji. Ova činjenica otežava dostizanje potrebne sigurnosti i pouzdanosti opskrbe prirodnim plinom putem navedenog plinovoda, uslijed otežanog održavanja i rješavanja pripadajućih imovinsko-pravnih poslova.

Radi navedenog, u sklopu Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2017.-2026. godine planirana je rekonstrukcija plinovoda u smislu izmještanja dijela trase iz Republike Slovenije u Republiku Hrvatsku.

Dijelovi trase međunarodnog plinovoda Rogatec-Zabok, nakon prijelaza plinovoda preko državne granice kod mjesta Hum na Sutli, isprekidano su smješteni u Republici Sloveniji u ukupnoj duljini od oko 1,5 km. Radi navedenog, planirano je izmjestiti trasu plinovoda u ukupnoj duljini od oko 5,5 km, od navedenog prijelaza kod Huma na Sutli, do mjesta Lupinjak u općini Đurmanec. Izmještena trasa bi se smjestila u koridor planiranog međunarodnog plinovoda (tj. 8 m od njega) Rogatec-Zabok DN 700/75 bar.

Izmještena dionica plinovoda Bit će istog nazivnog promjera (DN500) i maksimalnog radnog tlaka (50 bar) kao i postojeći. Iste karakteristike kao osnovni plinovod imati će i izmještena dionica plinovoda. Na izmještenom dijelu trase se neće nalaziti nadzemni objekti plinovoda. Napušteni dijelovi plinovoda više neće biti u funkciji transporta prirodnog plina.

#### **Plinovod Zabok-Kumrovec DN150/50 bar – rekonstrukcija**

Postojeći regionalni plinovod Zabok-Kumrovec izgrađen je 1981. godine, radi čega se kraći dijelovi trase plinovoda danas nalaze u Republici Sloveniji. Ova činjenica otežava dostizanje potrebne sigurnosti i pouzdanosti opskrbe prirodnim plinom putem navedenog plinovoda, uslijed otežanog održavanja i rješavanja pripadajućih imovinsko-pravnih poslova.

Radi navedenog, u sklopu Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2017.-2026. godine planirana je rekonstrukcija plinovoda u smislu izmještanja dijela trase iz Republike Slovenije u Republiku Hrvatsku.

Dio trase regionalnog plinovoda Zabok-Kumrovec koji se nalazi u Republici Sloveniji, u duljini od oko 2,4 km, izmjestio bi se u novi koridor sjeverno od grada Klanjec, kroz općine Tuhelj i Kumrovec. Plinovod do MRS Klanjec (zapadni odvojak) ostao bi u funkciji transporta plina, dok bi dio istočni odvojak od MRS Klanjec (s dijelovima u Sloveniji) do mjesta Risvice bio napušten.

Nova, izmještena dionica plinovoda biti će istog nazivnog promjera DN150 i maksimalnog radnog tlaka 50 bar kao i postojeći plinovod. Na izmještenom dijelu trase se neće nalaziti nadzemni objekti plinovoda. Napušteni dijelovi plinovoda više neće biti u funkciji transporta prirodnog plina.

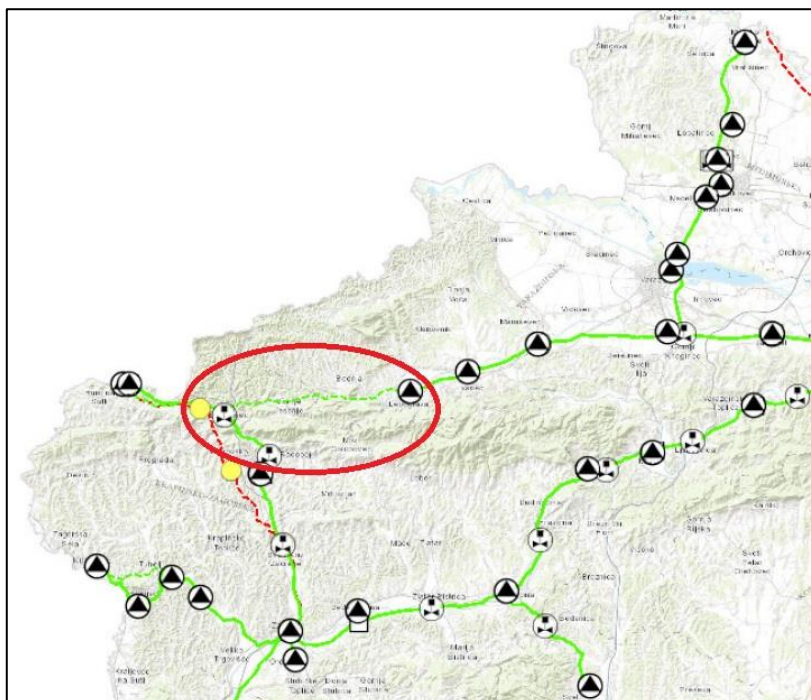
**6.2.1.2 PLINOVODI ZA KOJE OVIM PLANOM PREDLAŽE DONOŠENJE KONAČNE INVESTICIJSKE  
ODLUKE I PLANIRAJU SE STAVITI U UPORABU U RAZDOBLJU 2017.-2021. – PROJEKTI  
GRUPE B**

**Plinovodi Lepoglava-Krapina (Đurmanec) DN250/50 bar, Knežinec-Varaždin II DN300/50 bar,  
Omanovac-Daruvar DN150/50 bar**

U sklopu usvojenog Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2015.-2024., planirana je skupina projekata osnovnog plinskog transportnog sustava koji su od temeljnog energetskeg i razvojnog nacionalnog interesa. Opseg i dinamika njihovog ostvarenja planira se sukladno potrebama hrvatskog tržišnog, ali i opsegu i dinamici sa njima povezanih projekata. U ovoj skupini projekata se nalaze i projekti čija je osnovna funkcija optimalizacija i podizanje sigurnosti postojećeg pedeset barskog sustav čija operativna funkcionalnost, učinkovitost, pa i sigurnost, sve teže udovoljavaju sve oštrijim zahtjevima rada i tržišta.

U ovu skupinu projekata spadaju planirani novi magistralni plinovod **Lepoglava – Krapina (Đurmanec) DN 250/50**, novi magistralni plinovod **Knežinec – Varaždin II DN 300/50** te novi regionalni plinovod **Omanovac - Daruvar DN150/50**.

Planiranim plinovodom Lepoglava-Krapina DN250/50 osigurat će se sigurna i pouzdana opskrba potrošača Krapinsko-zagorske i Varaždinske županije. Izgradnjom predmetnog plinovoda stvorit će se plinovodni prsten Zabok-Varaždin-Krapina (Slika 9), te će se omogućiti značajna fleksibilnost pri regulaciji protoka i neprekinuta isporuka plina korisnicima transportnog sustava sjeverozapadne Hrvatske.



**Slika 9** Plinovodni prsten Zabok-Varaždin-Krapina

Izgradnja novog plinovoda na pravcu Knežinec-Varaždin II potrebna je zbog dotrajalosti postojećeg plinovoda koji je jedini izvor prirodnog plina šireg područja grada Varaždina i grada Čakovca, a njegovom realizacijom značajno će se podići razina sigurnosti opskrbe navedenog područja te omogućiti neprekinuta isporuka plina pri redovnom i izvanrednom održavanju.



Novim regionalnim plinovodom Omanovac-Daruvar DN150/50 bar zamijenila bi se funkcija postojećeg magistralnog plinovoda Pakrac - Daruvar DN150/50 bar na dionici od Omanovca do Daruvara, budući da postojeći plinovod ne zadovoljava tehničke i sigurnosne standarde transportna prirodnog plina. Uz prethodno novo izgrađene plinovode Dobrovac – Omanovac i Kutina – Dobrovac, izgradnjom plinovoda Omanovac – Daruvar postiže se dugoročna sigurnost opskrbe šireg područja Moslavine.

Nadalje, planirana sredstva za izgradnju novog regionalnog plinovoda Omanovac-Daruvar DN150/50 bar uključuju i sredstva planirana za projekt revitalizacije plinovoda Kozarac- Stružec DN200/50 bar koji se planira provesti u 2017. godini.

Plinovod Kozarac- Stružec izgrađen je prije više od 30 godina, sa svrhom opskrbe prirodnim plinom potrošača na području Stručca, što se danas izvodi preko mjerno-redukcijske stanice Stružec. Radi dotrajalosti plinovoda, u cilju zadržavanja zadovoljavajuće razine sigurnosti i pouzdanosti transporta prirodnog plina istim, planira se njegova revitalizacija.

Revitalizacija plinovoda Kozarac-KS Stružec planira se izvesti na način da se u cijev postojećeg plinovoda provuče savitljiva kompozitna cijev prikladna za transport prirodnog plina. Zahvatom revitalizacije plinovoda na ovaj ubrzan će se podizanje sigurnosti opskrbe Stručca, uz značajno manja ulaganja od onih koja bi zahtijevala izgradnja novog plinovoda.

### **Plinovod Kozarac-MRS Lipovica DN100/50 bar – rekonstrukcija**

Magistralni plinovod Kozarac-MRS Lipovica namijenjen je za opskrbu prirodnim plinom mjerno-redukcijske stanice (MRS) Lipovica.

Desetogodišnjim planom razvoja tvrtke Plinacro d.o.o. predviđena je rekonstrukcija magistralnog plinovoda Kozarac - Lipovica DN 80/50, na način da je predviđena izgradnja novog plinovoda DN100/50 bar u koridoru postojećeg plinovoda. Nakon izgradnje novog, postojeći plinovod se više neće koristiti zbog dotrajalosti.

#### ***6.2.1.3 PLINOVODI ZA KOJE SE RAZMATRA STAVLJANJE U UPORABU U RAZDOBLJU 2017.-2021. I PLINOVODI ZA KOJE SE RAZMATRA STAVLJANJE U UPORABU IZA 2021. GODINE – PROJEKTI GRUPE C I PROJEKTI GRUPE D***

### **Plinovodi Lučko-Zabok DN700/75 bar i Rogatec-Zabok DN700/75**

Na pravcu Lučko–Zabok–Rogatec postoji plinovod DN 500/50 bar, star skoro 40 godina i kojim se je, još davne 1979. godine počeo uvoziti ruski plin. Njime je moguć samo jednosmjerni protok plina, iz Slovenije u Hrvatsku, a tehnički kapacitet je 48,3 GWh/dan. Od studenog 2012.godine do listopada 2015. godine bilo je prisutno ugovorno zagušenje te je korisnicima ponuđen prekidivi kapacitet. U 2015. godini je maksimalni korišteni kapacitet dosegnu 100% tehničkog kapaciteta, dok je prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta bila 56 %.

Već prethodno ukazuje na potrebu povećanja kapaciteta na tom pravcu, a kad se tome doda potreba i obveza osiguranja dvosmjernog protoka, nameće se potreba za izgradnju novog plinovoda. Nužno je napomenuti da bi određeno povećanje kapaciteta bilo moguće postići izgradnjom dodatne kompresorske stanice (prva faza KS-3), a dvosmjerni protok rekonstrukcijama na slovenskom i našem sustavu. Tehničko ekonomska analiza ovog zahvata pokazala je da bi se na taj način kapacitet mogao povećati za 30 % te da je povećanje kapaciteta ograničeno promjerom postojećeg plinovoda i da se isti ekonomski učinak može ostvariti izgradnjom novog plinovoda većeg promjera. U opciji izgradnje kompresorske stanice na postojećem plinovodu imamo niže troškove ulaganja, ali su visoki operativni troškovi, dok u opciji novog plinovoda imamo više troškove ulaganja, ali su operativni troškovi zanemarivi i, što je

posebno važno, novi plinovod omogućava veliko povećanje kapaciteta u budućnosti u oba smjera (LNG,IAP i ostali dobavni projekti i pravci).

Potreba povećanja kapaciteta na tom pravcu proizlazi i iz potrebe osiguranja sigurnosti opskrbe, jer je za izračun kriterija sigurnosti opskrbe našeg sustava N-1 mjerodavan upravo ulazni kapacitet (UMS Rogatec) na tom pravcu. Kao što je vidljivo iz izračuna iz ovog plana, taj kriterij nije zadovoljen već sada, a daljnjim padom domaće proizvodnje prirodnog plina samo će se pogoršavati.

Za normalno i učinkovito funkcioniranje domaće tržište prirodnog plina je, ništa manje bitno, i osiguranje konkurentnosti dobave, odnosno osiguranje dobave plina po konkurentnim cijenama. Činjenica je da je u 2015.godini, od ukupno uvezenih količina prirodnog plina, najveći dio plina, više od 97 %, uvezen preko UMS Rogatec, a tek manje od 3 % preko UMS Donji Miholjac. Plin uvezen preko Slovenije, pravcem Rogatec-Zabok-Lučko, je izrazito konkurentniji od onog uvezenog iz pravca Mađarske. Time samo tržište određuje prioritet izgradnje tog novog plinovoda.

Svemu ovome dodatnu težinu daju događanja na široj plinskoj sceni, kako ruska najava prestanka tranzita preko Ukrajine iza 2019.godine, tako i odustajanje od projekta Južni tok, ali i upitnost Turskog toka, čime se uvoz za hrvatsko tržište usmjerava na taj pravac. Kao što je već prethodno rečeno, korištenje postojećeg plinovoda je već, u pojedinim razdobljima doseglo 100% postojećeg kapaciteta, a u slučaju preusmjerenja cjelokupnog uvoza, zbog prethodno navedenih razloga, na taj pravac, već bi 2020.godine postojeći plinovod bio zapunjen jer bi potrebe prerasle njegov puni godišnji kapacitet. Time ne bi bile ugrožene samo sigurnost i konkurentnost opskrbe, nego i njena sama opstojnost.

Naravno, možebitno ostvarenje projekta LNG na otoku Krku bi moglo poboljšati neke od navedenih sastavnica opskrbe, ali sigurno ne sve te izgradnju novog interkonekcijskog plinovodnog sustava Lučko-Zabok-Rogatec treba smatrati sveobuhvatnim i dugoročnim rješenjem za sigurnost ,konkurentnost ,opstojnost i razvoj hrvatskog tržišta plina.

*Poseban značaj interkonekcija Lučko-Zabok-Rogatec je dobila dodjelom bespovratnih sredstava iz EU fonda CEF (Connecting Europe Facility) te je u travnju 2016. godine potpisan ugovor s agencijom INEA, čime je ostvarena dodjela sredstava namijenjenih za pripremnu fazu projekta odnosno izradu studija i projektne dokumentacije.*

### **Ostali plinovodi projekata grupa C i D**

Plinovodni sustav Omišalj–Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac planiran je kao glavni evakuacijski plinovod za transport plina planiranog LNG terminala na otoku Krku. Spajanjem ovog plinovoda na postojeći plinovod Zagreb istok-Kutina DN600/75 bar kod Kozarca te postojećim plinovodima Kutina-Slavonski Brod DN600/75 bar i Slobodnica-Donji Miholjac-Mađarska granica, omogućio bi se transport prirodnog plina s LNG terminala prema Mađarskoj, odnosno tržištima Mađarske, Slovačke, Rumunjske, Ukrajine...(koncept Baltik-Jadran). Izgradnjom novih interkonekcijskih plinovoda Slobodnica-Bosanski Brod i Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo (Srb.) omogućio bi se transport prema Srbiji i Bosni i Hercegovini. U trenutku kada transportni kapacitet postojećeg plinovoda Kozarac-Slobodnica postane nedostatan, pristupilo bi se izgradnji novog paralelnog plinovoda. Iz navedene točke spajanja glavnog otpremnog plinovoda za LNG sa postojećim sustavom, u Kozarcu, bi bio moguć transport prirodnog plina, postojećim plinskim sustavom prema Sloveniji, odnosno tržištima Slovenije, Austrije...Naravno i tu je značajna uloga nove dvosmjerne interkonekcije Lučko-Zabok-Rogatec, iako joj je primarna uloga osiguranje pouzdane i konkurentne opskrbe hrvatskog tržišta, uklapanjem u europske tokove i tržište prirodnog plina.



Pored opcije otpreme LNG navedenim glavnim otpremnim plinovodom Omišalj-Zlobin-Kozarac, za početno razdoblje i manje količine, otvorena je opcija transporta postojećim plinovodnim sustavom Zlobin-Bosiljevo-Karlovac-Lučko i dalje prema istoku (Mađarska, Srbija, Bosna i Hercegovina) i zapadu (Slovenija), ali ona zahtjeva izgradnju plinovoda Omišalj –Zlobin. U slučaju većeg tržišnog interesa i potrebe za većim kapacitetom transporta prema Sloveniji, odnosno zapadnim tržištima, mogu se osigurati izgradnjom novih usporednih plinovoda Zlobin-Bosiljevo-Karlovac, koji su uvršteni u ovaj plan kao moguća opcija.

Već je prethodno navedeno da je interes potencijalnih korisnika budućeg LNG terminala na otoku Krku i pripadajućeg plinskog transportnog sustava, iskazan u provedenim javnim neobvezujućim postupcima istraživanja tržišta (non-bidng open season), je potvrdio opravdanost njihove izgradnje. Međutim opseg i dinamika izgradnje trebaju biti prilagođeni i usklađeni sa stvarnim potrebama tržišta, odnosno utvrđeni kao rezultat obvezujućeg istraživanja tržišta (biding open season). Na tragu navedenog, zbog izuzetne, kako gospodarske, tako i geostrateške i geopolitičke važnosti ovog projekta, Vlada Republike Hrvatske je, kao njegovo optimalno rješenje, za prvu fazu provedbe, utvrdila (Zaključak o ubrzanju priprema i provedbe prve faze projekta LNG terminala na otoku Krku, odnosno procesa izgradnje plutajućeg terminala za skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina/sjednica Vlade Republike Hrvatske 08.06.2016.) utvrdila opciju plutajućeg LNG terminala (FSRU). U trenutku završetka izrade ovog plana nije još donesena konačna odluka o ulaganju, niti u FSRU opciju prve faze, niti u možebitne opcije sljedećih faza LNG terminala, a stoga ni u pripadajuće nove dijelove plinskog transportnog sustava, ovim planom su oni planirani, ali kao projekti bez konačne odluke o ulaganju.

Naravno, pored funkcije transporta LNG-a, prvacima njegove otpreme osigurava se i mogućnost transporta - tranzita kaspijskog plina iz IAP-a, dobavljenog južnim koridorom putem TAP-a, od Bosiljeva na dalje. Za transport od Splita do Bosiljeva koristio bi se postojeći sustav, a od crnogorske granice do Splita, novi plinovodni sustav Dobreč (Crna Gora) - Prevlaka - Dubrovnik - Ploče – Split koji predstavlja hrvatski dio Jonsko-jadranskog plinovoda (IAP).

Ovim planom planira se novo povezivanje našeg plinskog transportnog sustava sa sustavima svih susjednih zemalja, izuzev Mađarske s kojom je uspostavljena nova interkonekcija na pravcu Donji Miholjac-Dravaszerdahely. Sa Slovenijom su predviđene dvije nove interkonekcije od kojih je ključna ona na pravcu Lučko-Zabok-Rogatec, o čijem je strateškom značaju već rečeno, dok ona manja na pravcu Umag (Kovri)-Kopar ima regionalni značaj. Prema Bosni i Hercegovini su planirane tri interkonekcije, a uspostavljanje interkonekcije sa srbijanskim sustavom planirano je novim plinovodnim sustavom Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo (Srb.). Osnovne značajke navedenih razvojnih projekata transportnog sustava, kao i onih koji nisu pojedinačno spomenuti u prethodnom razmatranju, date su u priloženom tabličnom prikazu.

## **6.2.2 MJERNO REDUKCIJSKE STANICE**

Iz priloženog tabličnog prikaza je vidljivo da je dio projekata mjerno redukcijских stanica uvjetovan dinamikom realizacije pojedinih projekata plinovoda, odnosno zajedno s planiranim projektima plinovodima čine jednu tehnološku cjelinu. Također su predviđena zamjene i rekonstrukcije pojedinih mjerno redukcijских stanica. Zamjene određenih mjerno redukcijских stanica su potrebne iz razloga zastarijevanja tehnologije postojećih i nemogućnosti rekonstrukcije postojećeg stanja, odnosno postojeći objekti bili bi zamijenjeni kontejnerskim tipom mjernom redukcijских stanica. Zamjene i rekonstrukcije mjerno redukcijских stanica nužno je provesti kako iz tehnološkog, tako i sigurnosnog aspekta, kako bi se osigurala pouzdana isporuka plina korisnicima.

### 6.2.3 PLINSKI ČVOROVI

U cilju povezivanja i optimiziranja korištenja 50-barskog i 75-barskog sustava, nužno je provesti rekonstrukcijske zahvate na plinskim čvorovima. Provedbom rekonstrukcija plinskih čvorova stvorit će se dugoročni preduvjeti sigurne i pouzdane opskrbe plinom istočnog dijela Grada Zagreba, i grada Siska te plinske elektrane.

### 6.2.4 NAPUŠTANJE OBJEKATA ZA KOJE SE PREDVIĐA DA ĆE BITI IZVAN FUNKCIJE

U ovu grupu projekata spadaju tehnološki objekti transportnog sustava za koje se predviđa da će biti stavljeni izvan funkcije. Za objekte navedene u tabličnom prikazu predviđeno je napuštanje u cilju pojednostavljenja i racionalizacije transportnog sustava, smanjenja troškova rada i održavanja, kao i rasterećenje prostora u cilju nesmetanog razvoja građevinskih i gospodarskih zona.

### 6.2.5 KOMPRESORSKE STANICE

Uz prethodno navedene razvojne projekte plinovoda, u narednom desetogodišnjem razdoblju predviđena je izgradnja kompresorskih stanica, kao logičnog slijeda ulaganja u transportni sustav. Kompresorske stanice su sastavni dio transportnog sustava, odnosno integrirane u sustav, prvenstveno na način da podižu fleksibilnost upravljanja postojećim transportnim kapacitetima sustava, te da omogućuju racionalno povećanje transportnih kapaciteta prema potrebama korisnika, odnosno tržišta i zadovoljavanja tržišnih uvjeta proizašlih primjenom nove zakonske regulative.

#### 6.2.5.1. KOMPRESORSKA STANICA 1 (KS 1)

Prva kompresorska stanica KS 1 planirana je na način da nevezano za realizaciju regionalnih strateških projekata zadovolji glavne smjernice i ciljeve razvoja plinskog transportnog sustava u sljedećem desetogodišnjem razdoblju. Glavni ciljevi koji se žele postići realizacijom projekta prve kompresorske stanice su sljedeći:

- **Ispunjavanje zahtjeva Direktive EU br. 994/2010:**

Direktiva EU br. 994/2010 odnosi se na sigurnost opskrbe plinom. Njome se operatorima plinskih transportnih sustava u susjednim državama članicama Europske unije propisuje obveza prilagodbe transportnih sustava u svrhu omogućavanja fizičkog dvosmjernog protoka plina i osiguranja neprekidivog kapaciteta na interkonekcijama između država članica Europske unije. Izgradnjom ove kompresorske stanice osigurat će se stalni kapacitet i dvosmjerni protok plina na postojećoj interkonekciji hrvatskog i mađarskog transportnog sustava Slobodnica–Donji Miholjac –Dravaszerdahely–Városföld. Također, izgradnjom prve kompresorske stanice stvorit će se preduvjeti za transport plina i u druge susjedne zemlje u slučaju realizacije nekog od planiranih projekata interkonekcija između hrvatskog transportnog sustava i transportnih sustava tih zemalja. Ovo se poglavito odnosi na moguću izgradnju novog 75-barskog interkonekcijskog plinovoda između hrvatskog i slovenskog transportnog sustava na pravcu Lučko–Zabok–Rogatec i transport plina u Sloveniju pri čemu kompresorska stanica ima ključnu ulogu.

- **Osigurati veću fleksibilnost upravljanja kapacitetom plinskog transportnog sustava**

Izgradnjom kompresorske stanice predviđeno je povezivanje 50-barskog i 75-barskog podsustava tako da se omogući komprimiranje plina iz 50-barskog u 75-barski podsustav, čime će se povećati fleksibilnost upravljanja kapacitetom transportnog sustava. Osigurat će

se opskrba plinom, prvenstveno potrošača koji su priključeni na 75-barski podsustav, u slučaju poremećaja isporuke plina na nekoj od ulaznih točaka plina u 75-barski podsustav (npr. INA rafinerija nafte Rijeka, potrošači na području Istarske i Primorsko-goranske županije...). Također će se omogućiti postizanje boljih tlačnih uvjeta u transportnom sustavu, uključujući oba podsustava PN50 i PN75, a time će se povećati i učinkovitost transportnog sustava.

- **Osigurati pouzdanu opskrbu plinom i povoljnije tlačne uvjete isporuke plina sadašnjim i budućim krajnjim kupcima priključenim na transportni sustav**

Kompresorska stanica treba omogućiti pouzdanu opskrbu plinom i višu razinu tlaka isporuke plina postojećim i budućim krajnjim kupcima plina priključenim na transportni sustav koji plin koriste ili će koristiti za energetske transformacije odnosno za proizvodnju električne i toplinske energije, ali i svim ostalim krajnjim kupcima plina priključenim na transportni sustav.

- **Povećati kapacitet postojećeg transportnog sustava**

Kompresorska stanica omogućiti će postizanje potrebnih hidrauličkih uvjeta koji će omogućiti povećanje kapaciteta postojećeg transportnog sustava. Na taj će se način osigurati pouzdana opskrba plinom potrošača u Republici Hrvatskoj u slučaju realizacije nekog od planiranih dobavnih projekata (LNG terminal na otoku Krku, IAP) ili izgradnje novih skladišnih kapaciteta, ali i omogućiti transport značajnih količina plina za susjedne zemlje (uz uvjet izgradnje potrebnih interkonekcija).

### ***Lokacija kompresorske stanice***

Definiranjem glavnih ciljeva izgradnje prve kompresorske stanice na plinskom transportnom sustavu Republike Hrvatske određeni su i funkcionalni uvjeti koje treba zadovoljiti lokacija buduće kompresorske stanice.

Lokacija na kojoj će se planira izgradnja buduće kompresorske stanice, neposredno uz postojeći PČ Okoli, zadovoljava sljedeće funkcionalne uvjete:

- mogućnost povezivanja usisnog kolektora kompresorske stanice s 50-barskim i 75-barskim podsustavom i komprimiranje plina u oba smjera 75-barskog podsustava,
- omogućuje stalni transport plina u Mađarsku preko postojeće interkonekcijske točke Donji Miholjac–Dravaszerdahely uz osiguranje optimalnih hidrauličkih uvjeta u transportnom sustavu i optimalnu potrošnju energije za komprimiranje plina,
- omogućuje transport plina u Sloveniju u slučaju ostvarenja novog 75-barskog interkonekcijskog plinovoda na pravcu Lučko–Zabok–Rogatec,
- omogućuje pristup prometnoj, energetskej i komunalnoj infrastrukturi.

Odabir lokacije izgradnje kompresorske stanice potvrđen je i rezultatima provedenih hidrauličkih simulacija.

### ***Tehničko-tehnološke karakteristike kompresorske stanice***

Određivanje tehničko-tehnoloških karakteristika kompresorske stanice uključuju sljedeće:

- potreban kapacitet i snagu te režim rada kompresorske stanice,

- optimalno konstrukcijsko rješenje kompresorske jedinice (tip kompresora i pogonskog stroja),
- optimalnu konfiguraciju kompresorske stanice,
- najprihvatljiviji sustav kontrole, nadzora i upravljanja kompresorskom stanicom,
- održavanje kompresorske stanice,

Glavne tehničko-tehnološke karakteristike kompresorske stanice provedene su na temelju hidrauličkih simulacija scenarija transporta plina te analize rezultata tih simulacija.

Pri definiranju scenarija transport plina u obzir je uzeto sljedeće:

- trenutne mogućnosti dobave plina na postojećim ulaznim točkama u transportni sustav (maksimalni kapacitet i maksimalnu razinu tlaka na pojedinoj ulaznoj točki),
- očekivano smanjenje domaće proizvodnje plina,
- mogući poremećaji ili prekidi isporuke plina na interkonekcijskim ulaznim točkama te mogući prekidi proizvodnje plina iz domaćih proizvodnih polja,
- mogućnost upravljanja viškom plina u transportnom sustavu što je preduvjet za transport plina u susjedne zemlje,
- planirani razvoj hrvatskog plinskog sustava što se prvenstveno odnosi na planiranu izgradnju novog 75-barskog interkonekcijskog plinovoda Lučko – Zabok – Rogatec

Ukupno je provedeno 65 hidrauličkih simulacija scenarija transporta plina od kojih 25 scenarija transporta plina uzima u obzir sadašnju razinu potrošnje, a u 40 scenarija u obzir je uzeta projekcija buduće potrošnje plina. Rezultati provedenih hidrauličkih simulacija pokazali su da je za 40 scenarija transporta plina nužno korištenje kompresorske stanice, i to u sljedećim situacijama:

- *kod transport plina u Mađarsku* – kompresorska stanica neophodna je za kompresiju plina iz 50-barskog u 75-barski sustav odnosno za kompresiju plin u 75-barsko podsustavu i transport plina u Mađarsku preko postojeće interkonekcije,
- *kod prekida dobave plina na pojedinoj ulaznoj točki i poremećaja ili prekida proizvodnje plina* – kompresorska stanica potrebna je za osiguranje opskrbe potrošača na distribucijskim sustavima i za osiguranje opskrbe i potrebne razine tlaka plina koji se isporučuje krajnjim kupcima na transportnom sustavu,
- *u slučaju priključenja novih krajnjih kupaca* – kompresorska stanica potrebna je za povećanje razine radnog tlaka plina u transportnom sustavu i pouzdanu opskrbu,
- *u slučaju realizacije novog 75-barskog interkonekcijskog plinovoda Lučko – Zabok – Rogatec* – kompresorska stanica potrebna je za podizanje tlaka u 75-barskom sustavu u slučaju uvoza većih količina plina iz Mađarske i za osiguranje dovoljne razine tlaka na budućoj novoj interkonekciji kod transporta plina u Sloveniju.

Analiza rezultata hidrauličkih simulacija također je potvrdila da je lokacija prve kompresorske stanice na području PČ Okoli kod mjesta Velika Ludina optimalna s obzirom na hidrauličke uvjete u transportnom sustavu i troškove pogona koji iz njih proizlaze.

Kao što je ranije navedeno tehničko-tehnološke karakteristike određene su na temelju rezultata hidrauličkih simulacija iz čega slijede tehničke karakteristike kompresorske stanice:

- kapacitet kompresorske stanice: **39.000 – 201.000 m<sup>3</sup>/h**;
- ulazni tlak plina: **30 – 44 barg**;
- izlazni tlak plina: **49 – 58 barg** (instalirane kompresorske jedinice moraju imati mogućnost kompresije plina do maksimalnog izlaznog tlaka 75 barg);
- potrebna snaga: **0,4 – 4,2 MW**;
- kompresijski omjer: **1,17 – 1,98**;
- maksimalna izlazna temperatura plina: **69,75°C**

Predložena konfiguracija kompresorske stanice je 2+1, što podrazumijeva 2 radne i 1 rezervnu kompresorsku jedinicu uz rezervaciju prostora za proširenje kompresorske stanice dodatnom kompresorskom jedinicom.

Kao najvjerojatniji, odnosno osnovni scenarij transporta plina određen je scenarij kod kojeg protok plina iznosi od 80.000 do 100.000 m<sup>3</sup>/h. Prihvaćeni režim rada kompresorske stanice predviđa da će kompresorska stanica 60% radnih sati godišnje raditi s protokom plina između 80.000 i 100.000 m<sup>3</sup>/h, 25% radnih sati godišnje s protokom plina manjim od 80.000 m<sup>3</sup>/h i 15% radnih sati godišnje s protokom većim od 100.000 m<sup>3</sup>/h.

Na temelju ovako određenih radnih parametara i režima rada kompresorske stanice provedena je daljnja detaljna analiza koja obuhvaća:

- detaljnu tehničko-tehnološku analizu,
- odabir tehničko-tehnološkog rješenja kompresorske stanice,

Tehničko-tehnološka analiza pokazala je da je opcija kompresorske jedinice sa stapnim kompresorom i plinskim motorom najpogodnija konfiguracija kompresorskih jedinica u zahtijevanim radnim uvjetima i režimu rada, a posebno se to odnosi na:

- mogućnost širokog područja regulacije,
- mogućnost rada kod nižih zahtijevanih protoka odnosno kapaciteta,
- manju potrošnju goriva,
- dostupnost plinskog goriva,
- učinkovitiji rad kompresorske stanice.

Dinamika ulaganja u objekt KS-1 sinkronizirana je s predviđenim ulaganjima u plinovode Lučko - Zabok - Rogatec, Donji Miholjac - Belišće i Slobodnica - MRS Slavonski Brod istok, te je predviđa završetak izgradnje i puštanje u rad 2018. godine. Planirano je i njeno možebitno povećanje kapaciteta, za potrebe transporta plina s LNG-a, u slučaju ostvarenja prve faze u opciji FSRU. Izgradnja tog proširenja mora biti ostvarena do kraja 2020. godine.

#### **6.2.5.2. KOMPRESORSKE STANICE 2 I 3**

Druga kompresorska stanica KS-2 planirana je na području istočne Slavonije u svrhu povećanja stalnih transportnih kapaciteta s fizičkim protokom u oba smjera na interkonekciji s Mađarskom čime se dodatno ispunjavaju zahtjevi Uredbe (EU) 994/2010 kako po pitanju sigurnosti opskrbe u RH tako i po pitanju osiguranja dvosmjernog protoka. Puštanje u rad planirano je u 2020. godini. Treća kompresorska stanica KS-3 planirana je na način da u slučaju tržišnih interesa omogući transport značajnijih količina plina iz Mađarske u Sloveniju i obratno, čime bi se u potpunosti podigla tržišna fleksibilnost, potpuno zadovoljenje Uredbe (EU) 994/2010 s osiguranjem

maksimalnih protoka u oba smjera na obje interkonekcije. I njeno puštanje u rad je planirano u 2020. godini. Projekti KS-2 i KS-3 svrstani su u grupu projekata C, te kao takvi nemaju konačnu investicijsku odluku, a eventualno ostvarenje ovih projekata ovisit će o stvarnom interesu tržišta koje će se odrediti provedbom postupka iskaza interesa tržišta.

Sve tri kompresorske stanice KS-1, KS-2 i KS - u potpunosti su kompatibilne i s zahtjevima na transportni sustav u slučaju realizacije strateških projekata, kako LNG terminala i to u bilo kojoj opciji tako i Jonsko-jadranskog plinovoda.

Četvrta kompresorska stanica KS Split, planirana je u Dugopolju, kao dio sustava Jonsko-jadranskog plinovoda, te je njena realizacija isključivo vezana za ostvarenje tog projekta.

## 6.2.6 MJERNI SUSTAV

Realizacija projekta „Sustav mjerenja i prikupljanja podataka o kvaliteti plina u plinskom transportnom sustavu (mjerni sustav)” od iznimne je važnosti Plinacru za usklađivanje s važećim regulativama EU i RH, zadovoljenje zahtjeva Hrvatske energetske regulatorne agencije (HERA), te podizanje sustava mjerenja kvalitete plina u zadanom vremenskom okviru na razinu i praksu uobičajenu na otvorenim tržištima prirodnim plinom u EU.

Ulaskom u Europsku uniju, Republika Hrvatska se obvezala primjenjivati zakone, pravilnike, direktive i ostale pravne akte usklađene s onima u Europskoj uniji. Sukladno tome, doneseni su novi zakoni i pravilnici u RH koji reguliraju tržište prirodnog plina - između ostalih Zakon o energiji, Zakon o tržištu plina, Opći uvjeti opskrbe plinom te Mrežna pravila, na osnovu kojih su preuzete obveze iz prakse Europske unije te pravne stečevine EU.

Mjerenje i obračun transportiranog plina u energetskim jedinicama temelji se na mjerenju obujma i utvrđivanju kvalitete prirodnog plina na ulazima i izlazima transportnog plinskog sustava.

Stoga je osnovni cilj ugradnje opreme za mjerenje kvalitete plina uvesti primjenu dnevne/satne ogrjevne vrijednosti plina u svim obračunima količine plina/energije na ulazima i izlazima iz transportnog sustava.

Prvom fazom projekta koja je završena tijekom 2016 godine postojeći sustav mjerenja i prikupljanja podataka za obračun transporta nadograđen je na način da se, uz već postojeće svakodnevno prikupljanje podataka o ostvarenim volumnim protocima plina na ulazima i izlazima transportnog sustava, u središnji informacijski sustav kontinuirano prenose i podaci iz plinskih kromatografa. Podaci sadrže parametre o kemijskom sastavu i fizikalnim svojstvima plina (uključujući ogrjevne vrijednosti plina) na ulazima u sustav i u svim karakterističnim točkama transportnog sustava u kojima je prisutno miješanje plina iz više pravaca. Tako se omogućava korištenje stvarnih dnevnih prosječnih ogrjevnih vrijednosti za izračun isporučene energije, umjesto dosadašnje prakse korištenja rezultata analize uzoraka plina koji se uzimaju dva puta mjesečno, što predstavlja značajno unapređenje točnosti izračuna energije.

Plinacro je pokrenuo inicijativu pri Državnom zavodu za mjeriteljstvo (DZM) za uvođenje plinskih kromatografa u zakonsko mjeriteljstvo. DZM planira u trećem kvartalu 2017. godine donijeti Pravilnik o mjernim sustavima za plinovita goriva na temelju Međunarodne preporuke OIML R 140 čime bi se kromatografi uveli u zakonsko mjeriteljstvo. Također, DZM planira osnovati radnu grupu koja bi za cilj imala definiranje ovjeravanja mjernih sustava za plinovita goriva. Plinacro također provodi aktivnosti za nadogradnju informatičkog sustava čime će se omogućiti javna objava podataka o ogrjevnoj vrijednosti i drugim bitnim parametrima transportiranog plina u realnom vremenu i obliku pogodnom za jednostavno korištenje.



Radi upotpunjavanja sustava za utvrđivanje kvalitete plina u drugoj fazi nadogradnje mjernog sustava kvalitete plina, na ulazima plina u transportni sustav (na 5 lokacija postojećeg sustava) ugraditi će se dodatna oprema, procesni analizatori udjela sumpornih spojeva, procesni analizatori točke rosišta vode, procesni analizatori točke rosišta ugljikovodika te procesni analizatori udjela kisika.

Procesnim analizatorima kvalitete plina instaliranim u drugoj fazi izvoditi će se kontinuirana mjerenja ostalih parametara kvalitete plina koji se ne mogu mjeriti uređajima ugrađenim u prvoj fazi.

Kontinuirano praćenje svih parametara kvalitete plina od iznimne je važnosti za osiguranje pouzdanog i sigurnog rada transportnog sustava, a isto će omogućiti kvalitetniji nadzor

## **6.2.7 NADZOR I UPRAVLJANJE**

Najznačajnija ulaganja u grupu projekata sustava nadzora i upravljanja transportnim sustavom u planskom desetogodišnjem razdoblju raspoređena su na sustav daljinskog nadzora i upravljanja transportnim sustavom (SCADA) i pripadajuće telekomunikacijske podsustave (optički i radijski komunikacijski sustav) te na sustav za upravljanje kapacitetima transportnog sustava (SUKAP).

### **6.2.7.1 NADOGRADNJA SCADA SUSTAVA - PLAN INVESTICIJA U SCADA SUSTAV (NDC I RDC)**

Počevši od 2017. u dvije godine izvršila bi se zamjena sklopovske opreme NDC-a i RDC-a te nadogradnja na zadnju verziju programske opreme SCADA sustava s pratećim programskim paketima.

Ciklus periodičke nadogradnje programske opreme SCADA sustava je 4-5 godina. Početak novog ciklusa revitalizacije sklopovske opreme (NDC i RDC) zbog brzine razvoja sklopovske i programske opreme, te sve većih potreba obrade podataka predvidiv je za 2022-2023. godinu.

### **6.2.7.2 UPRAVLJANJE KAPACITETIMA TS-A (SUKAP SUSTAV)**

Informacijski sustav za upravljanje kapacitetima TS-a (SUKAP sustav) potrebno je razvijati, nadograđivati te prilagođavati sukladno zahtjevima RH i EU zakonske regulative te potrebama i promjenama na tržištu plina RH. Kako su izmjene RH regulative učestale, a nastaju zbog izmjena već postojećih ili stupanja na snagu novih Uredbi/Direktiva EK, potrebno je sustavno i kontinuirano prilagođavati funkcionalnosti SUKAP sustava izmjenama poslovnih pravila što zahtijeva i kontinuirano ulaganje.

### **6.2.7.3 NADOGRADNJA MREŽNE INFRASTRUKTURE**

Za potrebe redundancije SUKAP sustava na lokaciji RDC Ivanić Grad planiran je projekt zamjene postojeće aktivne mrežne opreme, povećanja kapaciteta i brzine OKS-a na relaciji Zagreb – Ivanić Grad na 10 G bit/s.

### **6.2.7.4 NADOGRADNJA RADIJSKOG KOMUNIKACIJSKOG SUSTAVA**

Za 2021. godinu planirana je zamjena opreme sustava mikrovalnih linkova uslijed isteka predviđenog radnog vijeka od 15 godina te nemogućnosti nabavke rezervnih dijelova i održavanja pune funkcionalnosti sustava.

### **6.2.7.5 NADOGRADNJA OPTIČKOG KOMUNIKACIJSKOG SUSTAVA**

U cilju zadržavanja postojećih i poboljšanja radnih parametara optičkog komunikacijskog sustava planirana je sustavna nadogradnja i zamjena aktivne mrežne i programske opreme te opreme

besprekidnih napajanja OKS-a nakon isteka predviđenog radnog vijeka, u etapama po pojedinim dionicama sustava.

### **6.2.8 SUSTAV TEHNIČKE ZAŠTITE**

Plinski transportni sustav dijelom čine objekti kritične infrastrukture koja podliježe Uredbi EU 2008/114/EC o identifikaciji i određivanju europskih kritičnih infrastrukture i procjenama kojima se mora poboljšati njihova zaštita, budući da se radi o energetsom sektoru. Iz tog razloga predviđen je moderniji sustav tehničke zaštite ključnih objekata transportnog sustava uključujući i nadzorni centar.

Novi sustav tehničke zaštite u skladu je s Europskom direktivom EU 2008/114/EC o identifikaciji i određivanju europskih kritičnih infrastrukture, te jedna od stavki navedene direktive kojom se propisuje poboljšanje zaštite infrastrukture koja služi za proizvodnju plina, preradu, obradu, pohranu i prijenos plina putem plinovoda.

Kako bi sustav tehničke zaštite zadovoljio Europsku direktivu EU 2008/114/EC planirano je:

- nadograditi objekte koji posjeduju tehničku zaštitu,
- ugraditi novi sustav tehničke zaštite na objektima na kojima nema nikakve zaštite.

Novi sustav tehničke zaštite sastojat će se od:

- sustava video nadzora,
- sustava protuprovalne zaštite,
- sustava kontrole pristupa,
- sustava perimetarske zaštite.

Prethodne godine pokrenuta je nadogradnja postojećeg sustava tehničke zaštite zbog dotrajalosti opreme i zastarjelog GPRS prijenosa podataka, te izgradnja Nadzorno Operativnog Centra za upravljanje sustavom i obavljanje nadzora 24/7 u pogonskom objektu u Kutini.

U narednom razdoblju planirana je nadogradnja sustava tehničke zaštite na preostalim objektima transportnog sustava te uspostavljanje prijenosa podataka putem mikrovalnih veza u licenciranom radio frekvencijskom spektru.

U tablici 14 razvojni projekti plinskog transportnog sustava razvrstani su u četiri grupe kako slijedi:

- PROJEKTI GRUPE A** – PROJEKTI ZA KOJE JE PRETHODNIM PLANOM ODOBRENA KONAČNA INVESTICIJSKA ODLUKA (KIO)
- PROJEKTI GRUPE B** – PROJEKTI ZA KOJE SE PREDLAŽE KIO, KOJI SE PLANIRAJU STAVITI U UPORABU U RAZDOBLJU 2017. – 2021.
- PROJEKTI GRUPE C** – PROJEKTI ZA KOJE SE RAZMATRA STAVLJANJE U UPORABU U RAZDOBLJU 2017. – 2021.
- PROJEKTI GRUPE D** – PROJEKTI ZA KOJE SE RAZMATRA STAVLJANJE U UPORABU U RAZDOBLJU NAKON 2021.

**Tablica 14** Projekti plinskog transportnog sustava

Red. broj	NAZIV PROJEKTA	Nazivni promjer $\phi$		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)	Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		(mm)	(" )									
<b>1.</b>	<b>PLINOVODI</b>											
	<b>PLINOVODI - PROJEKTI GRUPE A</b>											
1.1.	Donji Miholjac - Belišće	400	16	20	50	29	povećanje sigurnosti opskrbe grada Osijeka i povećanje kapaciteta	2017.	2018.	DA	N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe grada Osijeka i stvaranje preduvjeta za izgradnju novog bloka termoelektrane KKPE Osijek
1.2.	Donji Miholjac - Osijek (rekonstrukcija)	300	12	8	50	14,6	tehnička opravdanost	2017.	2017.	DA	N/A	Plinovod je izgrađen i pušten u rad 1976. god. Rekonstrukcija se planira zbog istjeka projektiranog roka trajanja plinovoda. Nalazi in-line inspekcije plinovoda ukazuju na potrebu zamjene većih dijelova plinovoda. Ujedno će se izvršiti izmještanje dijela plinovoda iz stambene zone u svrhu povećanja sigurnosti transporta plina.
1.3.	Rogatec - Zabok ( rekonstrukcija)	500	20	1,2	50	73	tehnička opravdanost / optimizacija postojećeg 50-barskog sustava	2016.	2017.	DA	N/A	Plinovod je izgrađen 1978. god. Rekonstrukcija plinovoda podrazumjeva izmještanje dijelova trase zbog usklađivanja u graničnom pojasu s Republikom Slovenijom (izmještanje dijelova trase s teritorija R.Slovenije).
1.4.	Zabok - Kumrovec (rekonstrukcija)	150	6	2	50	2,9		2016.	2017.	DA	N/A	Plinovod je izgrađen 1981. god. Cilj rekonstrukcije plinovoda je izmještanje dijela trase zbog usklađivanja u graničnom pojasu s Republikom Slovenijom (izmještanje s teritorija R.Slovenije).
	<b>PLINOVODI - PROJEKTI GRUPE B</b>											
1.5.	Lepoglava - Krapina (Đurmanec)	250	10	18	50	5,9	tehnička opravdanost / optimizacija postojećeg 50-barskog sustava	2019.	2021.	DA	N/A	Optimizacija 50-barskog podsustava i povećanje sigurnosti transporta plina postojećim 50-barskim podsustavom.
1.6.	Kneginec - Varaždin II	300	12	6,7	50	14,6		2018.	2018.	DA	N/A	<b>(* Ukupno planirani troškovi projekta plinovoda Omanovac-Daruvar uključuju i troškove revitalizacije plinovoda Kozarac-Stručec</b>
1.7.	Omanovac - Daruvar (*)	150	6	16	50	2,9		2017.	2018.	DA	N/A	
1.8.	PČ Kozarac - MRS Lipovica (rekonstrukcija)	100	4	2	50	1,5		2017.	2017.	DA	N/A	Plinovod je izgrađen prije 1979. god. Rekonstrukcija plinovoda provodi se zbog njegove dotrajalosti. Plinovod nema katodnu zaštitu, a mjerenja otpora izolacije ukazuju na znatna oštećenja izolacije i same čelične cijevi plinovoda. Rekonstrukcija plinovoda doprinijeti će značajnom povećanju sigurnosti transporta plina.

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2017. – 2026. Rev.4**

Red. broj	NAZIV PROJEKTA	Nazivni promjer $\varnothing$		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)	Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		(mm)	(")									
<b>1.</b>	<b>PLINOVODI</b>											
	<b>PLINOVODI - PROJEKTI GRUPE C</b>											
1.9.	Lučko - Zabok	700	28	36	75	146	sigurnost i pouzdanost opskrbe / otprema plina s budućeg LNG terminala Omišalj / tranzit plina iz IAP-a	2017.	2019.		TRA-F-86 6.26.1 -	Povezivanje sa plinskim sustavom Republike Slovenije dvosmjernim protokom radi mogućnosti povećanja uvoznih količina plina odnosno povećanja pouzdanosti opskrbe, korištenja podzemnog skladišta te otpreme plina iz LNG terminala i IAP sustava. CESEC projekt.
1.10.	Rogatec - Zabok	700	28	33	75	146		2017.	2019.		TRA-F-86 6.26.1 -	Izgradnjom plinovoda ostvariti će se povezanost hrvatskog i slovenskog plinovodnog sustava u svrhu podizanja pouzdanosti opskrbe, mogućnosti pristupa skladišnim kapacitetima te eventualne otpreme plina iz IAP sustava i LNG terminala. CESEC projekt.
1.11.	Split - Zagvozd	800	32	52	75	205	tranzit plina iz IAP-a / plinifikacija	2020.	2021.		TRA-N-068 - G008	Plinovid će biti sastavni dio Jadransko - jonskog plinovoda (IAP) te omogućuje daljnju plinifikaciju RH, a izgradnjom bi se omogućilo i povezivanje sa plinskim sustavom BiH na pravcu Zagvozd - Imotski - Posušje (predviđa se puštanje u rad 2018.g.) - Realizacija projekta vezana uz ostvarenje IAP-a i/ili ovisno o ugovoru sa BH Gasom.
1.12.	Zagvozd - Imotski - Posušje	500	20	22	75	73	interkonekcija s BiH / plinifikacija	2020.	2021.		TRA-N-302 - G003	Izgradnjom plinovoda ostvariti će se povezanost hrvatskog i plinovodnog sustava BiH. Realizacija projekta vezana uz ostvarenje IAP-a i/ili ovisno o ugovoru sa BH Gasom. Omogućit će se plinifikacija Imotskog i okolnih naselja.
1.13.	Zadvarje - Brela	300	12	15	75	14,6	plinifikacija	2020.	2021.		N/A	Plinifikacija Makarske rivijere vezana uz ostvarenje projekta Split - Zagvozd.
1.14.	Slobodnica - Bosanski Brod	700	28	5,1	75	146	interkonekcija s BiH	2018.	2019.		TRA-N-006 - G006	Izgradnjom plinovoda ostvaruje se povezanost hrvatskog i plinovodnog sustava BiH i Republike Srpske.
1.15.	PČ Slobodnica - PČ Slavonski Brod (rekonstrukcija)	500	20	10,5	75	73	povećanje sigurnosti opskrbe / povećanje kapaciteta	2017.	2017.		N/A	Cijevod je izgrađen 1970. god. kao naftovod, a nakon toga je više puta prenamjenjen, najprije u produktovod, a zatim u plinovid. Rekonstrukcijom će se izmijeniti dio postojećeg dotrajalog i problematičnog dijela cjevovoda na dionici PČ Slobodnica-PČ Slavonski Brod. Ova rekonstrukcija doprinijeti će povećanju sigurnosti transporta plina i opskrbe plinom cijele istočne Slavonije, Slavenskog Broda i industrijske zone.
1.16.	Odvojni plinovid za MRS Slavonski Brod istok	500	20	2,6	75	73	povećanje sigurnosti opskrbe / povećanje kapaciteta	2017.	2017.		N/A	Omogućuje plinifikaciju i razvoj industrijske zone i riječne luke Slavonski Brod.
1.17.	Omišalj - Zlobin	1000	40	18	100	440	otprema plina s budućeg LNG terminala Omišalj	2017.	2018.		TRA-N-90 - -	Otprema plina s LNG terminala, opskrba postrojenja DINA plinom i plinifikacija otoka Krka.
1.18.	Zlobin - Bosiljevo	800	40	58	100	440	otprema plina s budućeg LNG terminala Omišalj / tranzit plina iz IAP-a	2017.	2019.		TRA-N-075 6.5.2 G010/11	Otprema plina s LNG terminala, ovisno o investicijskim odlukama za LNG. CESEC - prioritetni projekt.
1.19.	Bosiljevo - Sisak	800	40	102	100	440		2018.	2020.		TRA-N-075 6.5.2 G010/11	Otprema plina s LNG terminala, ovisno o investicijskim odlukama za LNG i/ili IAP sustav. CESEC - prioritetni projekt.
1.20.	Kozarac - Sisak	800	40	20	100	440		2018.	2020.		TRA-N-075 6.5.2 G010/11	Zamjena dotrajalog i problematičnog plinovoda te otvaranje mogućnosti dobave plina za Mađarsku iz LNG terminala. CESEC - prioritetni projekt.

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2017. – 2026. Rev.4**

Red. broj	NAZIV PROJEKTA	Nazivni promjer $\phi$		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)	Razlog gradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		(mm)	(")									
<b>1.</b>	<b>PLINOVODI</b>											
	<b>PLINOVODI - PROJEKTI GRUPE D</b>											
1.21.	Zagvozd - Ploče	800	32	50	75	205	tranzit plina iz IAP-a / plinifikacija	2020.	2022.		TRA-N-068 - G008	Plinovod će biti sastavni dio Jonsko - jadranskog plinovoda (IAP) i omogućuje daljnju plinifikaciju RH.
1.22.	Ploče - Dubrovnik	800	32	103	75	205	tranzit plina iz IAP-a / plinifikacija	2020.	2023.		TRA-N-068 - G008	Plinovod će biti sastavni dio Jonsko - jadranskog plinovoda (IAP) i omogućuje daljnju plinifikaciju RH - Realizacija projekta vezana uz ostvarenje IAP-a.
1.23.	Dubrovnik – Prevlaka - Dobreč	800	32	47	75	205		2020.	2023.		TRA-N-068 - G008	Plinovod će biti sastavni dio Jonsko - jadranskog plinovoda (IAP) te će se izgradnjom plinovoda ostvariti povezanost hrvatskog i plinovodnog sustava Crne Gore. Realizacija projekta je vezana uz ostvarenje IAP projekta.
1.24.	Osiijek - Vukovar	300	32	30	75	73	povećanje sigurnosti opskrbe	2021.	2022.		N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije.
1.25.	Vukovar - Negoslavci	500	32	11	75	73	povećanje sigurnosti opskrbe	2025.	2026.		N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije.
1.26.	Slobodnica - Sotin	800	32	97	75	205	povećanje sigurnost opskrbe / potencijalno dio Južnog tok	2022.	2023.		TRA-N-070 - G009	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije. CESEC - opcijski prioritetni projekt
1.27.	Sotin - Bačko Novo Selo	800	32	5	75	205	povećanje sigurnosti opskrbe / interkonekcija sa Srbijom / potencijalno dio Južnog toka	2022.	2023.		TRA-N-070 - G009	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije te interkonekcija sa srbijanskim plinskom transportnim sustavom i transport za susjedne zemlje. CESEC - opcijski prioritetni projekt
1.28.	Slatina - Velimirovac	200	8	47	50	4,4	tehnička opravdanost	2021.	2022.		N/A	Optimizacija 50-barskog podsustava i povećanje pouzdanosti opskrbe plinom
1.29.	Kozarac - Slobodnica	800	32	128	75	205	transport plina za druge zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost	2021.	2023.		TRA-N-1058 6.5.2. G010/11	Otprema plina s LNG terminala ovisno o investicijskim odlukama za LNG i/ili IAP sustav. CESEC - prioritetni projekt.
1.30.	Bosiljevo - Karlovac	700	28	38	75	146		2024.	2026.		N/A	Otprema plina iz LNG terminala i IAP sustava ovisno o investicijskim odlukama za LNG i/ili IAP sustav.
1.31.	Karlovac - Lučko	500	20	33	75	73		2024.	2026.		N/A	Otprema plina iz LNG terminala i IAP sustava ovisno o investicijskim odlukama za LNG i/ili IAP sustav.
1.32.	Lička Jesenica - Rakovica	400/500	16	20	75/50	73	plinifikacija / tranzit plina za BiH	2025.	2026.		TRA-N-303 - G007	Omogućiti će transport plina za tržište BiH na pravcu Rakovica Bihać i plinifikaciju Rakovice, Slunja i okolnih naselja.
1.33.	Rakovica - Bihać	400/500	16/20	10	75/50	73	interkonekcija s BiH	2025.	2026.		TRA-N-303 - G007	Izgradnjom plinovoda ostvarit će se regionalna povezanost hrvatskog i bosansko-hercegovačkog plinskog transportnog sustava na pravcu Rakovica - Bihać. Izgradnja ovisi o ugovor s BH-GAS-om.
1.34.	Umag (Kovri) - Koper	300	12	8	50	14,6	interkonekcija sa Slovenijom	2026.	2026.		TRA-N-336 - -	Izgradnjom plinovoda ostvariti će se regionalna povezanost hrvatskog i slovenskog plinovodnog sustava.

DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2017. – 2026. Rev.4

Red. broj	NAZIV PROJEKTA	Nazivni promjer $\varnothing$		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)	Razlog gradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		(mm)	(" )									
<b>2.</b>	<b>MJERNO REDUKCIJSKE STANICE</b>	Kapacitet (m <sup>3</sup> /h)		Ulazni tlak (bar)	Izlazni tlak (bar)							
	<b>MRS - PROJEKTI GRUPE A</b>											
2.1.	MRS Legrad	2 x 4000					tehničko opravdanost	2016.	2017.	DA		Zamjena postojećih MRS s tipskim MRS zbog dotrajalosti, zastarjele tehnologije
2.2.	MRS Graberje	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.3.	MRS Kloštar Ivanić	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.4.	MRS Poljana	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.5.	MRS Banova Jaruga	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.6.	MRS Kuknjevac	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.7.	MRS Brezine	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.8.	MRS Sladojevci	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.9.	MRS Gradec	16000-20000						2016.	2017.	DA		
2.10.	MRS Dugo Selo II	2 x 4000						2015.	2017.	DA		
2.11.	MRS Budrovac	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.12.	MRS Donji Andrijevići	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.13.	MRS Slavonski Brod	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.14.	MRS Magadenovac	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.15.	MRS Koška	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.16.	MRS Marjanci	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.17.	MRS Dubrovčan	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
2.18.	MRS Kutina II	2 x 4000						2016.	2017.	DA		
	<b>MRS - PROJEKTI GRUPE C</b>											
2.19.	MRS Gola	2 x 4000					tehnička opravdanost	2019.	2019.			Zamjena postojećih MRS s tipskim MRS zbog dotrajalosti, zastarjele tehnologije
2.20.	MRS Hampovica	2 x 4000						2019.	2019.			
2.21.	MRS Suha Žbuka	2 x 4000						2019.	2019.			
2.22.	MRS Podravske Sesvete	2 x 4000						2019.	2019.			
2.23.	MRS Šandrovac	2 x 4000						2019.	2019.			
2.24.	MRS Molve Selo	2 x 4000						2019.	2019.			
2.25.	MRS Narta	2 x 4000						2019.	2019.			
2.26.	MRS Veliki Grđevac	2 x 4000						2019.	2019.			
2.27.	MRS Končanica	2 x 4000						2019.	2019.			
2.28.	MRS Sirač	2 x 4000						2019.	2019.			
2.29.	MRS Okoli	2 x 4000						2019.	2019.			
2.30.	MRS Čadavica	2 x 4000					2019.	2019.				
2.31.	MRS Slavonski Brod Istok	120000					plinifikacija	2017.	2017.		Stvaranje preduvjeta za opskrbu planirane KKPE Slavnoski Brod, industrijske zone i rječne luke Sl.Brod	
2.32.	MRS Omišalj	50.000			100/75		plinifikacija	2017.	2018.			
	<b>MRS - PROJEKTI GRUPE D</b>											
2.33.	MRS Brela	2 x 4000					plinifikacija	2022.	2022.			Sastavni dijelovi projekata plinovoda, omogućavanje plinifikacije šireg područja
2.34.	MRS Zagvozd	2 x 4000						2022.	2022.			
2.35.	MRS Ploče	2 x 4000						2022.	2023.			
2.36.	MRS Pelješac	2 x 4000						2022.	2023.			
2.37.	MRS Dubrovnik	2 x 4000						2022.	2023.			
2.38.	MRS Rakovica	2 x 4000						2022.	2026.			
2.39.	MRS Vrbovsko	2 x 4000						2025.	2026.			
2.40.	MRS Začretje	2 x 4000					tehničko opravdanost	2022.	2023.		Zamjena postojećih MRS s tipskim MRS zbog dotrajalosti, zastarjele tehnologije	

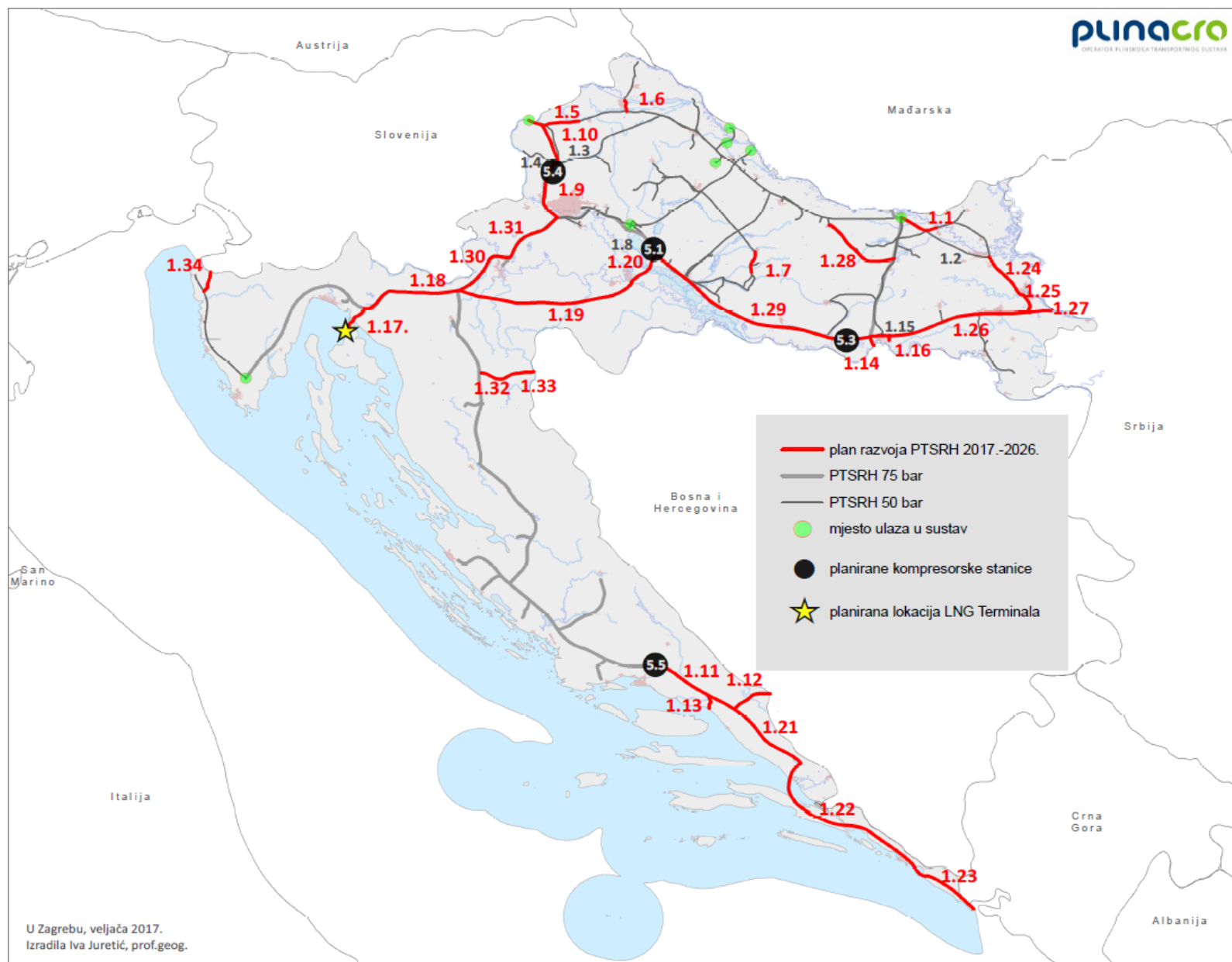


Red. broj	NAZIV PROJEKTA	Nazivni promjer $\phi$		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)	Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		(mm)	(" )									
<b>3.</b>	<b>PLINSKI ČVOROVI</b>											
	<b>PLINSKI ČVOROVI - PROJEKTI GRUPE A</b>											
3.1.	MRC Kozarac (rekonstrukcija)						tehnička opravdanost/ sigurnost opskrbe	2014.	2017.	DA		MRČ Kozarac izgrađen je prije 1979. god. Rekonstrukcija se planira provesti s ciljem optimalnog povezivanja i korištenja 50-barskog i 75-barskog dijela plinskog transportnog sustava. Rekonstrukcija čvora MRČ Kozarac nužna je i zbog sigurnosti opskrbe grada Siska i plinske elektrane te zbog planirane izgradnje novog plinovoda PČ Kozarac-Sisak.
	<b>PLINSKI ČVOROVI - PROJEKTI GRUPE D</b>											
3.2.	MRC Ivanja Reka (rekonstrukcija)						tehnička opravdanost/ sigurnost opskrbe	2019.	2022.			MRČ Ivanja Reka izgrađen je 1980. god. te je od tada nekoliko puta nadograđivan. Rekonstrukcija se planira provesti s ciljem optimalnog povezivanja i korištenja 50-barskog i 75-barskog dijela plinskog transportnog sustava te će osigurati preduvjete sigurne i pouzdane opskrbe Zagreba prirodnim plinom.
<b>4.</b>	<b>NAPUŠTANJE OBJEKATA IZVAN FUNKCIJE</b>											
	<b>PROJEKTI GRUPE A</b>											
4.1.	Plinovod CPS Pepelana - MRS Suhopolje	150	6		50		tehnička opravdanost	2015.	2017.	DA		Predviđeno je napuštanje pojedinih tehnoloških objekata koji su izvan funkcije u cilju pojednostavljenja i racionalizacije transportnog sustava, smanjenja troškova rada i održavanja, kao i podizanja sigurnosti i pouzdanosti opskrbe.
4.2.	Plinovod Ivanić Grad - Kutina	300	12		50			2015.	2017.	DA		
4.3.	Plinovod Bjelovar - Križevci	150	6		50			2015.	2017.	DA		
	<b>GRUPA PROJEKATA C</b>											
4.4.	MRS Ilova						tehnička opravdanost	2018.	2018.			Predviđeno je napuštanje pojedinih tehnoloških objekata koji su izvan funkcije u cilju pojednostavljenja i racionalizacije transportnog sustava, smanjenja troškova rada i održavanja, kao i podizanja sigurnosti i pouzdanosti opskrbe.
4.5.	MRS Novska							2018.	2018.			
4.6.	MRS Voloder							2018.	2018.			
4.7.	MRS Gračenica							2018.	2018.			
4.8.	MRS Repušnica							2018.	2018.			
4.9.	MRS Čaginec							2018.	2018.			
4.10.	Plinovod Beničanci-Osijek							2018.	2018.			
<b>5.</b>	<b>KOMPRESORSKE STANICE</b>											
	<b>KS - PROJEKT GRUPE A</b>											
5.1.	KS 1						povećanje kapaciteta / sigurnost opskrbe	2017.	2019.	DA	TRA-F-334 6.26.3 -	Kompresorska stanica KS1 predviđena je zbog podizanja fleksibilnosti sustava, stvaranja mogućnosti dvosmjernog protoka plina te stvaranja hidrauličkih uvjeta u transportnom sustavu u skladu sa zahtjevima postojećih i potencijalnih korisnika.
	<b>KS - PROJEKTI GRUPE C</b>											
5.2.	KS-1 - POVEĆANJE KAPACITETA						povećanje kapaciteta / sigurnost opskrbe	2019.	2020.			Provećanje kapaciteta KS1 predviđeno je u slučaju daljnjeg povećanja kapaciteta LNG terminala na otoku Krku
5.3.	KS 2							2018.	2020.		TRA-F-1057 6.26.3 -	Kompresorske stanice KS2 i KS3 predviđene su zbog podizanja fleksibilnosti sustava, stvaranja mogućnosti dvosmjernog protoka plina te stvaranja hidrauličkih uvjeta u transportnom sustavu u skladu sa zahtjevima postojećih i potencijalnih korisnika.
5.4.	KS 3							2018.	2020.		TRA-F-1057 6.26.3 -	
	<b>KS - PROJEKT GRUPE D</b>											
5.5.	KS Split						IAP sustav	2020.	2024.			KS Split predviđena je u sklopu realizacije IAP sustava.

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2017. – 2026. Rev.4**

Red. broj	NAZIV PROJEKTA	Nazivni promjer $\varnothing$		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)	Razlog gradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		(mm)	(" )									
6.	<b>MJERNI SUSTAV-(kromatografi, analizatori II faza)</b>											
6.1	MJERNI SUSTAV (kromatografi, analizatori II faza) - PROJEKT GRUPE A						tehnička opravdanost	2016.	2017.	DA		Sukladno pripremama zakona i podzakonskih akata nužno je uvođenje nove metodologije sustava mjerenja parametara kvalitete plina, prikupljanja i obrade podataka za fiskalnu primjenu.
7.	<b>NADZOR I UPRAVLJANJE</b>											
	<b>NADZOR I UPRAVLJANJE - PROJEKTI GRUPE A</b>											
7.1.	Nadogradnja SCADA sustava						tehnička opravdanost			DA		U 2020. godini predviđa se modernizacija ili zamjena postojećeg SCADA sustava
7.2.	Upravljanje kapacitetima TS (SUKAP-sustav)						tehnička opravdanost			DA		Predviđa se dogradnja Sustava za komercijalno upravljanje kapacitetima transportnog sustava kako bi kontinuirane promjene na tržištu plina bile adekvatno praćene.
7.3.	Nadogradnja radijskog komunikacijskog sustava						tehnička opravdanost			DA		Predviđena je zamjena opreme sustava mikrovalnih linkova 15 godina nakon ugradnje zbog dortajalosti i neprekidnog rada.
	<b>NADZOR I UPRAVLJANJE - PROJEKTI GRUPE C</b>											
7.5.	Nadogradnja optičkog komunikacijskog sustava						tehnička opravdanost					U cilju zadržavanja postojeći i poboljšanja postojećih radnih parametara optičkog komunikacijskog sustava, planirana je sustavna zamjena aktivne opreme OKS-a nakon isteka predviđenog radnog vijeka, u etapama po pojedinim dionicama sustava.
8.	<b>SUSTAV TEHNIČKE ZAŠTITE</b>											
8.1.	SUSTAV TEHNIČKE ZAŠTITE - PROJEKT GRUPE A						tehnička opravdanost			DA		Predviđen je moderniji sustav tehničke zaštite ključnih objekata transportnog sustava s nadzornim centrom.

Karta 4 Razvojni projekti plinskog transportnog sustava RH 2017.-2026.



## 6. ENERGETSKA UČINKOVITOST SUSTAVA

Razumljivo je da ovako složenom i razvijenom sustavu, kao što je transportni plinski sustav, za pogon potrebna energija. Iako je potrošnja energenata mala, u usporedbi s energetske potencijalom prirodnog plina koji se njime transportira, ona je ipak značajna i samim time obvezuje operatora plinskog transportnog sustava na provedbu mjera energetske učinkovitosti. U 2015. godini potrošnja energenata za pogon plinskog transportnog sustava dosegla je razinu od 15.555.000 kWh i to u dva osnovna energenta: dominantnog prirodnog plina od 88% udjela i 13.700.000 kWh, te električne energije s približno 12% udjela i 1.855.000 kWh.

Stoga je razumljivo da je prostor za povećanje energetske učinkovitosti najveći upravo u potrošnji prirodnog plina, koji se najvećim dijelom (70%) troši za predgrijavanje prirodnog plina prije isporuke korisnicima, a samo manjim dijelom (30%) za grijanje poslovnih prostorija i različita tehnološka rasterećenja, odnosno ispuhivanje sustava. Redukcija tlaka, s tlaka transportnog sustava na tlak isporuke korisnicima, uzrokuje značajno pothlađivanje prirodnog plina, koje je neprihvatljivo iz tehničkih i sigurnosnih razloga, a slijedom toga i komercijalnih. Ovo se predgrijavanje obavlja na mjerno-redukcijskim stanicama putem plinskih kotlovnica i pripadajućih izmjenjivača topline. Kako je starost pojedinih kotlovnica i preko trideset godina, 2008. godine Plinacro je započeo sa sustavnom zamjenom opreme na kotlovnica (kotlovi, plamenici, sustav upravljanja radom kotlovnice). Umjesto dotadašnjih starih, neučinkovitih i nepouzdanih kotlovskih postrojenja, na objekte je ugrađena nova oprema (kondenzacijski kotlovi s modularajućim plamenicima) koja ima znatno veći stupanj iskoristivosti. Zamjenom navedene opreme Plinacro je, osim povećanja sigurnosti i pouzdanosti, uvelike smanjio potrošnju plina za predgrijavanje prirodnog plina. Do sada je modernizirano ukupno 43 kotlovnice. Godišnja potrošnja plina smanjena je za čak 8.100.000 kWh.

Slijedom činjenice da su sustavi za predgrijavanje na većem dijelu mjerno-redukcijskih stanica novije i učinkovitije izvedbe, njihova energetska učinkovitost nastoji se održati redovitim održavanjem, a po potrebi i zamjenom novim sustavima najveće energetske učinkovitosti.

Osim zamjene opreme plinskih kotlovnica, na nekoliko je objekata radi smanjenja potrošnje prirodnog plina temperatura predgrijavanja izlaznog plina smanjena s dosadašnjih 15°C na 12°C, čime će se ostvariti dodatne uštede. Navedeno smanjenje temperature moći će se ostvariti samo na onim objektima gdje smanjena temperatura izlaznog plina neće imati utjecaja na sigurnost isporuke plina i na potrošače plina. Kako se radi o složenoj problematici gdje svaki objekt treba razmatrati zasebno, naročito u zimskom periodu, očekuje se da će do značajnijih ušteda doći u narednim godinama.

Prostor za povećanje energetske učinkovitosti u ovom toplinskom segmentu postoji i u optimalnom vođenju plinskog transportnog sustava u vezi s tlakovima u sustavu, jer manji tlak transportnog sustava znači manju redukciju plina za korisnika i njegovo manje predgrijavanje, a time i manje potrošene energije, odnosno plina. Naravno, te su mogućnosti u ovom trenutku ograničene zbog sadašnjih tehničkih značajki našeg sustava, uvjeta preuzimanja domaćeg plina i plina iz uvoza te njegove isporuke korisnicima. Međutim, daljnjim razvojem plinskog transportnog sustava, prije svega kompresorskih stanica, koje su nužne, ali koje će biti značajan potrošač pogonske energije, optimalnom pogonu i vođenju sustava morat će se posvetiti velika pozornost. Kod održavanja sustava treba poduzeti sve mjere da se tehnološka ispuštanja plina svedu na minimum.

Električna energija se u plinskom transportnom sustavu koristi za pogon električnih uređaja, katodnu zaštitu i, naravno, za rasvjetu. Iako je njezin udjel u energetske potrošnji plinskog transportnog sustava bitno manji od potrošnje prirodnog plina, redovnim održavanjem i (po potrebi) zamjenom neučinkovitih trošila učinkovitim, nastoji se smanjiti njezina potrošnja. Kao

poseban primjer može se navesti sustavna zamjena žarulja na rasvjetnim tijelima po objektima, po njihovom pregaranju, novim "štednim" žaruljama visoke energetske učinkovitosti. Ono što valja posebno istaknuti jest činjenica da PLINACRO, kao odgovoran operator plinskog transportnog sustava, pri oblikovanju, projektiranju i izgradnji novih objekata plinskog sustava, kao i njegovom pogonu i upravljanju, od svih sudionika zahtijeva odgovoran i aktivan odnos prema energetskej učinkovitosti.

## 7. ZAKLJUČAK

Razvoj plinskog transportnog sustava je, slijedom *Zakona o tržištu plina*, jedna od temeljnih zadaća operatora plinskog transportnog sustava. Međutim, odrednicama *Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske* naglašena je i njegova ključna uloga i odgovornost u razvoju cjelokupnog sektora prirodnog plina, prije svega u stvaranju preduvjeta pouzdane i tržišno konkurentne opskrbe svih domaćih potrošača, ali i u korištenju regionalne strateške pozicije u razvoju tranzitnih i ostalih potencijala. Time operator plinskog transportnog sustava, kao poveznice i okosnice ostalih plinskih sustava, treba stvarati preduvjete, svim tim sustavima, a time i nacionalnom gospodarstvu za poslovni iskorak u zemlje u okruženju. To je u skladu s načelom energetske strategije da energetske sektor je infrastrukturna, ali i poduzetnička, i možebitno izvozno orijentirana djelatnost!

Prethodno navedene odrednice, s jedne strane, a s druge strane stvarno stanje i izuzetna složenost zbivanja, kako na plinskoj sceni, tako i u gospodarstvu, su usmjerili razvoj plinskog transportnog sustava i izradu ovog plana. Stoga je on usmjeren na projekte kojima će se povećati pouzdanost, učinkovitost, tržišna prilagođenost i konkurentnost opskrbe, kao i tehnička sigurnosti cjelokupnog plinskog transportnog sustava.

Ti projekti su, prije svega, usmjereni potrebama domaćeg tržišta prirodnog plina, za čije potrebe se planiraju izgraditi novi dijelovi sustava kojima se želi osigurati povećanje kapaciteta u cjelokupnom sustavu i značajni dvosmjerni kapaciteti na postojećim interkonekcijskim pravcima, ali i otvoriti novi. Drugu skupinu projekata čine projekti kojima je cilj uklapanje u nove dobavne pravce i projekte u okruženju i čijom izgradnjom će se, ujedno, cjelokupnom plinskom sustavu Republike Hrvatske omogućiti učinkovito uključivanje u regionalne i europske tokove i tržišta prirodnog plina. Ispravnost ovakvog pristupa, u oblikovanju i odabiru razvojnih projekata za ovaj plan, je dobila potvrdu u njihovom izuzetnom pozicioniranju na listama projekata PCI, PEI i CESEC!

Za dio tih projekata, koji se planiraju izgraditi u prvom petogodišnjem razdoblju ovog plana 2017.-2021., koje ujedinio čini i novo regulatorno razdoblje, predloženo je donošenje konačnih odluka o ulaganjima, dok za dio te odluke već donesene. Ta ulaganja će, uz ostale troškove poslovanja, biti osnova za utvrđivanje tarifnih stavki i transportne tarife.

Pored tih projekata, u tom prvom petogodišnjem i ujedno regulatornom razdoblju, planirani su i projekti koji su važni, ali još nisu dosegli zrelost za donošenje konačne investicijske odluke i čija ulaganja još ne mogu ući u osnovu za izračun tarife. To su, prije svega, projekti koji su vezani uz ostvarenje LNG projekta na otoku Krku, za koji još nisu konačno definirane sve značajke, niti je donesena konačna odluka o opsegu i dinamici ulaganja. Međutim, s obzirom na izuzetan strateški značaj ovog projekta te potporu EU i Vlade Republike Hrvatske, izgledno je njegovo ostvarenje u prvom petogodišnjem razdoblju 2017.-2021., a slijedom toga i planiranih pripadajućih projekata plinskog transportnog sustava.

Drugo petogodišnje razdoblje ovog plana 2022.-2026., glavnim dijelom je usmjereno na hrvatski dio Jonsko-jadranskog plinovoda(IAP) i uz njega vezane projekte, ali i na ostale projekte nužne za pouzdan i siguran rad plinskog transportnog sustava.

Kao što je već rečeno, u izradi ovog plana razvoja plinskog transportnog sustava polazi se od vlastitih potreba, ali uvažavajući potrebe i zahtjeve šireg okruženja, a pogotovo EU, čija je Republika Hrvatska članica, nastoji se maksimalno iskoristiti i vrednovati geostratešku poziciju Republike Hrvatske i ostvariti dodatne ekonomske učinke za sektor prirodnog plina i cjelokupno gospodarstvo Republike Hrvatske.



Činjenica je da ostvarivanje ovakvog sveobuhvatnog razvojnog plana zahtjeva izuzetno velika ulaganja, ali i da postojeći financijski potencijali operatora plinskog transportnog sustava Plinacro d.o.o. nisu dovoljni za provedbu svih projekata, u planiranom opsegu i dinamici. Stoga će se, pored prihoda ostvarenih odobrenim iznosima tarifnih stavki za transport plina, morati usmjeriti i drugim izvorima financiranja. EU fondovi kao izvor financiranja su sigurno, zbog izuzetnih pozicija ključnih projekata na prethodno navedenim listama, zanimljivi i izgledni.

Tako su, još u prethodnim godinama, putem WBIF (Western Balkan Investment Framework) fonda, dobivena značajna nepovratna sredstva za pripremu nekoliko projekata, a u zadnjem razdoblju i putem CEF-a, također značajna nepovratna sredstva za pripremu naših ključnih projekata sa PCI liste. Naravno, cilj je ostvariti potporu EU fondova u ključnom i po iznosima najzahtjevnijem financiranju projekata, financiranju same izgradnje.