

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG  
TRANSPORTNOG SUSTAVA  
REPUBLIKE HRVATSKE  
2015. – 2024.**

**Predsjednik Uprave  
Marin Zovko**

**Zagreb, svibanj 2015.**

## 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 SUSTAVA .....	16
1.3.1. ISKORIŠTENOST KAPACITETA NA ULAZIMA U TRANSPORTNI SUSTAV .....	16
1.3.2. NAJVEĆA DNEVNA OPTEREĆENJA SUSTAVA .....	18
1.4. POUZDANOST OPSKRBE I KRITERIJ N-1.....	19
<b>2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA .....</b>	<b>21</b>
2.1. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA U EU .....	21
2.1.1. STANJE I OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA EU.....	21
2.1.2. POSTOJEĆI I NOVI IZVORI - NOVI DOBAVNI PROJEKTI .....	22
2.2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ .....	23
2.2.1. STANJE TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ .....	23
2.2.2. OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ.....	25
2.3. UKLJUČIVANJE REPUBLIKE HRVATSKE U EUROPSKE TOKOVE I TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA .....	26
2.3.1. NOVI REGIONALNI I TRANSREGIONALNI DOBAVNI PROJEKTI .....	26
2.3.2. PROJEKTI OD ZAJEDNIČKOG INTERESA EU - PCI.....	30
2.3.3. PROJEKTI OD INTERESA ENERGETSKE ZAJEDNICE – PEI.....	32
<b>3. OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA PLINSKIM TRANSPORTNIM SUSTAVOM REPUBLIKE HRVATSKE .....</b>	<b>34</b>
3.1. OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA .....	34
3.2. OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA ZA POTREBE TRŽIŠTA U OKRUŽENJU REPUBLIKE HRVATSKE .....	34
3.3. UKUPNI OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA PLINSKIM TRANSPORTNIM SUSTAVOM REPUBLIKE HRVATSKE.....	35
<b>4. RAZMATRANJE POTREBA IZGRADNJE NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA .....</b>	<b>37</b>
4.1. POSTAVKE ZA RAZMATRANJE .....	37
4.2. ODREĐIVANJE PROJEKCIJE POTROŠNJE „1 U 20“ ZA PROMATRANE GODINE (2019., 2021. i 2024.).....	38
4.3. DOMAĆA PROIZVODNJA PLINA U PROMATRANIM GODINAMA .....	38
4.4. TRANSPORT PLINA ZA SUSJEDNE ZEMLJE IZ LNG-A I IAP-A U PROMATRANIM GODINAMA.....	38
4.5. DEFINIRANJE SCENARIJA TRANSPORTA PLINA.....	38
4.6. HIDRAULIČKE SIMULACIJE.....	38
4.7. OPRAVDANOST POTREBNIH NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA .....	39
<b>5. OSTALI ZAHTEVI I POLAZIŠTA RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE .....</b>	<b>41</b>

5.1.	USKLAĐENOST S POTREBAMA I RAZVOJEM OSTALIH PLINSKIH SUSTAVA U REPUBLICI HRVATSKOJ .....	41
5.1.1.	USKLAĐENOST S PROIZVODNIM SUSTAVIMA .....	41
5.1.2.	USKLAĐENOST S DISTRIBUCIJSKIM SUSTAVIMA I IZRAVNIM POTROŠAČIMA ...	43
5.1.3.	USKLAĐENOST SA SUSTAVOM ZA SKLADIŠTENJE .....	43
5.2.	TEHNIČKA I OPERATIVNA USKLAĐENOST SA DRUGIM OPERATORIMA PLINSKIH TRANSPORTNIH SUSTAVA .....	44
5.3.	USKLAĐENJE S NEOBVEZUJUĆIM DESETOGODIŠNJIM PLANOM RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA EU .....	44
5.4.	OSIGURANJE PREDUVJETA RAZVOJA TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA .....	45
5.4.1.	OSIGURANJE POUZDANOSTI OPSKRBE-KRITERIJ N-1.....	45
5.4.2.	OSIGURANJE DVOSMJERNOG PROTOKA NA INTERKONEKCIJAMA .....	46
5.4.3.	OSIGURANJE ZAHTEVA TRANSPARENTNOSTI DOSTUPNOSTI INFORMACIJA KORISNICIMA.....	47
5.4.4.	URAVNOTEŽENJE TRANSPORTNOG SUSTAVA NA TRŽIŠNIM OSNOVAMA .....	47
5.4.5.	UPRAVLJANJE ZAGUŠENJIMA TRANSPORTNOG SUSTAVA.....	48
<b>6.</b>	<b>RAZVOJ PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE .....</b>	<b>49</b>
6.1.	ODREDNICE RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA .....	49
6.2.	RAZVOJNI PROJEKTI.....	50
6.2.1.	PLINOVODI.....	50
6.2.2.	MJERNO REDUKCIJSKE STANICE .....	51
6.2.3.	PLINSKI ČVOROVI.....	52
6.2.4.	KOMPRESORSKE STANICE .....	52
6.2.5.	MJERNI SUSTAV .....	52
6.2.6.	NADZOR I UPRAVLJANJE.....	53
6.2.7.	SUSTAV TEHNIČKE ZAŠTITE .....	54
6.2.8.	POGONSKI OBJEKTI.....	55
6.2.9.	NAPUŠTANJE OBJEKATA VAN FUNKCIJE .....	55
<b>7.</b>	<b>ENERGETSKA UČINKOVITOST SUSTAVA.....</b>	<b>61</b>
<b>8.</b>	<b>ZAKLJUČAK.....</b>	<b>63</b>

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

## SAŽETAK

Izrada Desetogodišnjeg plana razvoja plinskog transportnog sustava nije samo obveza operatora plinskog transportnog sustava proistekla iz Zakona o tržištu plina (NN 28/13, 14/14), već je ona, prije svega, nužnost sveobuhvatnog sagledavanja potreba i mogućnosti njegovog daljnjeg razvoja.

Razumljivo je da je snimka stanja samog plinskog transportnog sustava osnova i polazište tih aktivnosti (stanja njegove izgrađenosti stanja njegova korištenja). Do kraja 2013. godine, koja je temeljna godina ovog plana, plinski transportni sustav dosegao je visoku razinu izgrađenosti i razvijenosti, s 2.662 km plinovoda i 157 mjerno-redukcijskih stanica te teritorijalnom pokrivenošću od 95%. U 2014. godini, ukupna duljina plinovoda povećana je za 32km i sada iznosi 2.694 km, dok je broj mjerno-redukcijskih stanica ostao je nepromijenjen.

Ulaz plina u transportni sustav u 2013. godini dosegao je 28,68 TWh i smanjen je za 8,04% u odnosu na prethodnu, 2012. godinu, uz pad na svim ulazima, izuzev PSP Okoli. Izlaz plina iz sustava ostvaren je s 28,71 TWh, što je smanjenje od 8,22% u odnosu na 2012. godinu, a smanjenje je ostvareno na svim grupama izlaza, izuzev Petrokemije kod koje je zadržana ista razina.

Tijekom 2014. godine u transportni sustav preuzeto je 25,184 TWh plina što je smanjenje od 12,2% u odnosu na 2013. godinu. U odnosu na 2013. godinu smanjene plina preuzetog u transportni sustav zabilježeno je na svim ulazima. Iz transportnog sustava isporučeno je u 2014. godini 25,24 TWh plina što je 12,1% manje u odnosu na 2013. godinu. Smanjenje isporuke plina za krajnje kupce priključene na transportni sustav iznosilo je 12,95%, dok je isporuka plina u distribucijske sustave manja za 14,48% u odnosu na 2013. godinu. Smanjenje preuzetih količina plina u 2014. godini posljedica je smanjenih potreba tržišta plina, te relativno blage zime.

Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima u 2013. godine iznosila je 36%, dok je maksimalna postignuta iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima u 2013. godini iznosila 60%. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima u 2014. godini iznosila je 35,12%, dok je maksimalna postignuta iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima iznosila 46,76%.

Zbog potreba za povećanjem uvoza i osiguranja pouzdanosti opskrbe, posebnu pozornost treba dati ulazima 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. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Rogatec tijekom 2013. godine iznosila je 57,5 %, ali je vršna iskorištenost dosegla 93%. Od studenog 2012. godine na UMS Rogatec bilo je prisutno ugovorno zagušenje, te je korisnicima ponuđen prekidivi kapacitet. Unatoč ugovornom zagušenju, iskorištenost kapaciteta nije se povećala.

Tijekom 2014. godine prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Rogatec iznosila je 55,17%, a vršna iskorištenost iznosila je 91%. Od početka plinske godine 2014/2015 izostalo je ugovorno zagušenje.

Tehnički kapacitet na UMS Dravaszerdahely iznosi 69,1 mil. kWh/dan. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Dravaszerdahely u 2013. godini iznosila je 8,13%, a vršna iskorištenost kapaciteta dosegla je 37%. U 2014. godini prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Dravaszerdahely iznosila je 3,04%, a vršna iskorištenost kapaciteta

dosegla je 15,94%. Za razliku od UMS Rogatec gdje je rezerviranost kapaciteta i u novonastalim okolnostima ipak dosegla cca 90% tehničkog kapaciteta, gotovo je u potpunosti izostao interes korisnika za rezervacijom kapaciteta na UMS Dravaszerdahely gdje je rezervirano svega 2% tehničkog kapaciteta.

Najveće dnevno opterećenje u 2013. godini od 127 mil. kWh/dan postignuto je u ožujku i iznosilo je samo 80% najvećeg dosegnutog opterećenja u zadnjih dvadeset godina (06.02.2012.). (ovdje je jedna rečenica izbrisana pa je možete izbrisati i iz Summary)

Na razini sustava tijekom 2014. godine najveće dnevno opterećenje u iznosu od 121 mil. kWh/dan zabilježeno je 27.01.2014. što iznosi 76% najvećeg dosegnutog opterećenja u zadnjih dvadeset godina dana 06.02.2012. To je i razumljivo jer su zime 2013. i 2014. bile izuzetno blage, a i potrošnja u ovim godinama je padala u odnosu na prethodne godine 2012. i 2013.

Tržište prirodnog plina temeljni je čimbenik razvoja plinskog transportnog sustava. Iako je udio prirodnog plina u potrošnji primarne energije EU izuzetno značajan, u ovome času, uz negativno sinergijsko djelovanje gospodarske krize, konkurenciju obnovljivih izvora, sniženu cijenu ugljena u kombinaciji s niskim cijenama emisija ugljičnog dioksida i rast vlastite cijene, njegova je potrošnja značajno smanjena, osobito u sektoru proizvodnje električne energije. Međutim, njegova je uloga u daljnjem razvoju energetike EU neupitna premda ovisna o velikom broju čimbenika, prije svega gospodarskih, političkih i ekoloških, pa je nije jednostavno ni sagledati. Sve to dodatno opterećuje činjenica da EU, u ovom času, 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 je, prije svega, otvaranje JUŽNOG KORIDORA za dobavu kaspiskog i srednjoistočnog plina, ali naravno i LNG, kojem se uz niz prednosti može zamjeriti samo trenutna cijena!

Stanje i smjerovi kretanja primarnog 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 dosegnuo 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).

Razmatranje očekivanih potreba za transportom prirodnog plina u vremenskom okviru ovog plana 2015. – 2024. temeljeno je na: projekciji transporta za potrebe domaće potrošnje, projekciji transporta za potrebe skladištenja, projekciji transporta za potrebe susjednih

zemalja, koje su prvenstveno vezane uz prirodni plin dobavljen 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 2015. – 2024. gotovo utrostručiti (od početnih 27,57 TWh do 88,96 TWh)! To bi moglo donijeti značajne gospodarske učinke, ali zahtijeva značajna ulaganja u gradnju novih dijelova plinskog transportnog sustava. Drugim riječima, za transport tako velikih količina prirodnog plina potrebni su novi veliki transportni kapaciteti. Do potrebe za transportnim kapacitetima došlo se na temelju sveobuhvatnih razmatranja i simulacija mogućih opcija rada plinskog transportnog sustava. Jedini ispravan pristup jest opsijski 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.

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 času intenzivno surađuje sa susjednim operatorima.

Ovaj je plan usklađen i s neobvezujućim Desetogodišnjim planom razvoja plinskog transportnog sustava EU (TYNDP), 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 budućoj investiciji. 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.

Osiguranje pouzdanosti opskrbe, kriterija N-1 i dvosmjernog protoka na interkonekcijama bitne su sastavnice ovog plana pa su tako i projekti koji ih osiguravaju, a to su kompresorske stanice i nova interkonekcija plinovoda na pravcu Lučko – Zabok – Rogatec, njegovi prioriteti. Njihovom izgradnjom razriješit će se problem mogućih fizičkih zagušenja.

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, konkurentnosti i pouzdanosti njegove opskrbe, dvosmjernog protoka te tehnološke pouzdanosti i tehničke sigurnosti. 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.

Stoga 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. Njihovom izgradnjom omogućit će se cjelokupnom plinskom sustavu Republike Hrvatske uključivanje u regionalne i europske tokove i tržišta prirodnog plina. 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, te nastojimo maksimalno iskoristiti i vrednovati geostratešku poziciju Republike Hrvatske.

## SUMMARY

The preparation of the Ten-Year Development Plan of the Gas Transmission System 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.

The analysis of the gas transmission system status is the basis of these activities (the level of its construction and the level of its use). By the end of 2013, which is the basic year of this plan, the gas transmission system has reached a high level of construction and development, with 2662 km of gas pipelines and 157 measuring-reduction stations, that is, 95% of the territory coverage. In 2014, the total length of gas pipelines has been increased by 32km and currently it is 2 694 km, while the number of measuring-reduction stations remained unchanged.

In 2013 the entry of gas into the transmission system reached 28.68 TWh and was reduced by 8.04% compared to 2012, along with the decrease at all entries, except at PSP Okoli. The exit of gas from the system was 28.71 TWh, which is a decrease by 8.22% compared to 2012. At all exit groups there was a decrease, except at Petrokemija d.d. which maintained the same level.

In 2014 into the transmission system 25,184 TWh of gas was taken over, which makes a decrease by 12.2% compared to 2013. In comparison with 2013, a decrease of gas taken over into the transmission system was identified at all entries. In 2014, 25.24 TWh of gas was delivered from the transmission system, which makes a decrease by 12.1% compared to 2013. A decrease of gas delivery for end customers connected to the transmission system was 12.95%, while the gas delivery into the distribution systems has fallen by 14.48% compared to 2013. A decrease in gas quantities taken over in 2014 is a result of decreased gas market demand and a relatively mild winter.

Average utilisation of the technical capacity at all entries in 2013 was 36% and the maximum reached utilisation of the technical capacity at all entries in 2013 was 60%. Average utilisation of the technical capacity at all entries in 2014 was 35.12%, and the maximum reached utilisation of the technical capacity at all entries was 46.76%.

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-Hungary border.

The technical capacity at the EMS Rogatec is 48.4 mil. kWh/day. The average utilisation of the technical capacity at the EMS Rogatec in 2013 was 57.5 %, but the peak utilisation reached 93%. Since November 2012 at UMS Rogatec contractual congestion has been present and the users are offered interruptible capacity. Despite the contractual congestion, the capacity utilisation has not increased.

In 2014 average utilisation of the technical capacity at UMS Rogatec was 55.17%, while peak utilisation was 91%. From the start of the gas year 2014/2015 contractual congestion has not been present.

The technical capacity at the EMS Dravaszerdahely is 69.1 mil. kWh/day. The average utilisation of the technical capacity at the EMS Dravaszerdahely was 8.13%, while the peak utilisation of the capacity reached 37%. In 2014 average utilisation of the technical capacity



at UMS Dravaszerdahely was 3.04%, while peak utilisation of the capacity reached 15.94%. Unlike UMS Rogatec where the capacity booking reached ca. 90% of technical capacity despite new circumstances, there was almost no interest of users to book capacity at UMS Dravaszerdahely where only 2% of technical capacity was booked.

The peak daily load of 127 mil. kWh/day was reached in March and was only 80% of the peak daily load reached in the last twenty years (6 Feb 2012). At the system level in 2014 the peak daily load in the amount of 121 mil. kWh/day was recorded on 27 Jan 2014, which is 76% of the highest daily load reached in the last twenty years, on 6 Feb 2012. This is understandable since the winters of 2013 and 2014 were exceptionally mild and the consumption in these years has decreased compared to 2012 and 2013.

The natural gas market is the basic factor of gas transmission system development. Although the share of natural gas in the consumption of the EU primary energy is exceptionally significant, at this moment, with a negative synergic impact of the economic crisis, the competition of renewable sources, the reduced price of coal combined with low prices of CO<sub>2</sub> emissions and the increase of the price of gas, the consumption of gas has significantly decreased, particularly in the electric power generation sector. However, its role in the further development of the EU energetics is unquestionable, although it depends on a number of factors, primarily economic, political and environmental, so it is not easy to consider it. 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, above all, opening of the SOUTH CORRIDOR for supply of the Caspian and Middle East gas, and certainly the LNG, which along with its many advantages has only one objection and that is its current price.

The condition and trends of the market of the EU primary gas have largely reflected to 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. Unfortunately, this will not last for long and it will be necessary to import larger volumes of gas, also because of moderate increase of consumption.

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 Energy Community list (PECI).

The consideration of expected needs for natural gas transmission within the period of this plan (2015-2024) has been based on: transmission projection for the domestic consumption

needs, transmission projection for storage needs, transmission projection for the needs of neighbouring countries, which are primarily connected to natural gas acquired 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 almost triple from the start to the end of the considered period (2015-2024) (from 27.57 TWh to 88.96 TWh). 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 that large natural gas volume requires new large transmission capacity. Comprehensive considerations and simulations of potential operation options of the gas transmission system indicated that we need transmission capacity. 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.

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 systems, distribution systems and the 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 been harmonized also with the non-binding EU Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), 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 investment. 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 it upgrading in compliance with the system development and legislation requirements.

Providing the security of supply, N-1 criterion and bidirectional flow at the interconnections are important components of this Plan. Therefore, the projects which enable those things (compressor stations and new interconnection in the direction of Lučko – Zabok – Rogatec) are its priorities. The construction of these projects will solve the problem of possible

physical congestions.

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, competitiveness and the security of its demand, bidirectional gas flow as well as technological reliability and technical security. 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 market 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 the 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 the regional and the 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 the Republic of Croatia up to the maximum.

## **UVOD**

Ovaj Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2015.-2024. (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 energetske razvoja i pripadajućim Programom provedbe Strategije energetske razvoja i dostavi ga Hrvatskoj energetske regulatornoj agenciji na odobrenje (u daljnjem tekstu: Agencija).

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

Cilj ovog Desetogodišnjeg plana je ukazati sudionicima na tržištu plina, ali i ostalim zainteresiranim subjektima, na razvoj glavne plinske transportne infrastrukture u planskom razdoblju 2015.-2024. kako one koja će se izgraditi ili rekonstruirati u regulatornom razdoblju od 2014. do 2016. godine, koje je u tijeku, čiju provedbu je odobrila Agencija i za koju su donesene odluke o ulaganju, tako i one čija se možebitna izgradnja sagledava unutar čitavog vremenskog obuhvata ovog Desetogodišnjeg plana.

U postupku odobravanja Desetogodišnjeg plana Agencija, pored ostalog, provjerava njegovu usklađenost sa Strategijom energetske 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 rasprostranjem (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 2.662 km, od čega je 952 km plinovoda radnog tlaka 75 bar, a 1.710 km plinovoda radnog tlaka 50 bar (Karta 1).

Do 2013. godine na plinskom transportnom sustavu izgrađeno je 157 mjerno-redukcijskih stanica s 282 mjernih linija, 81 čistačkih stanica te 137 ostalih objekata (MČS, PČ, OPČS, UMS, MRČ, OČS).

Karta 1 Plinski transportni sustav Republike Hrvatske, stanje na dan 31.12.2013.



## 1.2. KORIŠTENJE SUSTAVA

Tijekom 2013. godine u transportni sustav preuzeto je 28,68 TWh plina što je smanjenje od 8,04% u odnosu na 2012. godinu. U ukupno preuzetim količinama plina udio plina koji je proizveden u RH iznosio je 46%, udio plina iz uvoza iznosio je 42%, a udio plina preuzet iz Podzemnog skladišta plina Okoli je 12%. Ulaz plina iz proizvodnih polja smanjen je za 14,9%, dok je ulaz plina iz uvoza smanjen za 6%. Smanjenje preuzetih količina plina posljedica je smanjenih potreba tržišta plina.

Iz transportnog sustava isporučeno je u 2013. godini 28,71 TWh plina što je za 8,2% manje u odnosu na 2012. godinu. Najveće smanjenje isporuke plina evidentirano je za energetske transformacije, dok je ukupno smanjenje za izravne industrijske potrošače iznosilo 2,7%, a isporuka plina za petrokemiju porasla je za 0,39%. Isporuka plina za distributivne potrošače smanjena je u odnosu na 2012. godinu za 0,99%.

Za uravnoteženje transportnog sustava na dnevnoj osnovi te za uravnoteženje potreba tržišta na sezonskoj osnovi korišteni su kapaciteti Podzemnog skladišta plina Okoli, iz kojeg je tijekom zimskog razdoblja (1. – 4. mjesec 2013. te 10. mjesec 2013. do 1. mjesec 2014.) preuzeto 3,36 TWh. Tijekom ljetnog razdoblja (4. – 10. mjesec 2013.) uskladišteno je 2,81 TWh plina što je smanjenje od 33,77% u odnosu na 2012. godinu.

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 60%.

U 2013. godini, na ulazima u transportni sustav aktivno je 8 opskrbljivača plinom koji su ujedno i voditelji bilančnih skupina. Na izlazima iz transportnog sustava aktivna su 43 opskrbljivača plinom koji su članovi jedne ili više bilančnih skupina od ukupno 8 aktivnih.

### 1.2.1. ULAZI U TRANSPORTNI SUSTAV

Tijekom 2013. godine aktivnim djelovanjem 8 bilančnih skupina na ulazima u transportni sustav ukupno je preuzeto 28,68 TWh plina, dok je u istom razdoblju prethodne godine preuzeto 31,19 TWh plina.

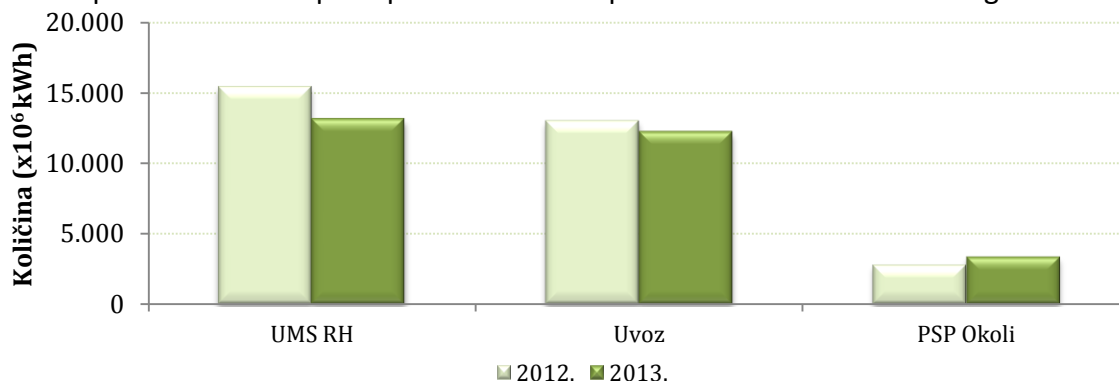
**Tablica 1** Količina plina predana u transportni sustav

	2012.	2013.	
	(u TWh)	(u TWh)	%
UMS RH	15,41	13,12	-14,86%
Uvoz	12,98	12,20	-6,01%
<b>UKUPNO</b>	<b>28,39</b>	<b>25,32</b>	<b>-10,81%</b>
PSP Okoli	2,80	3,36	20,11%
<b>SVEUKUPNO</b>	<b>31,19</b>	<b>28,68</b>	<b>-8,04%</b>

Značajno su smanjenje količine plina preuzete u transportni sustav s plinskih polja na teritoriju Republike Hrvatske u odnosu na 2012. godinu (-14,86%), a smanjene su i preuzete količine plina u transportni sustav na interkonekcijama (-6%). Količine plina preuzete u

transportni sustav iz PSP Okoli povećane su (20,11%) u odnosu na 2012. godinu. Navedeno je posljedica novih odnosa na tržištu prirodnog plina i sveukupno smanjene potrošnje plina.

**Graf 1** Usporedba količina plina preuzetih u transportni sustav u 2012. i 2013. godini



### 1.2.2. IZLAZI IZ TRANSPORTNOG SUSTAVA

U 2013. godini 8 bilančnih skupina koristilo je kapacitet na izlazima iz transportnog sustava, pri čemu je isporučeno 28,71 TWh plina, uključivo s izlazom za PSP Okoli, što je za 8,22% manje u odnosu na 2012. godinu. Najveće smanjenje ukupno isporučenih količina plina evidentirano je za energetske transformacije.

**Tablica 2** Količina plina isporučena na izlazima iz transportnog sustava, prema kategorijama priključenih sustava

	2012.	2013.	%
	(u TWh)	(u TWh)	
distributivni potrošači	11,01	10,91	-0,99%
izravni industrijski potrošači	3,61	3,51	-2,70%
energetske transformacije	6,68	5,73	-14,26%
petrokemija	5,73	5,76	0,39%
<b>UKUPNO</b>	<b>27,03</b>	<b>25,91</b>	<b>-4,20%</b>
PSP Okoli	4,25	2,81	-33,77%
<b>SVEUKUPNO</b>	<b>31,28</b>	<b>28,72</b>	<b>-8,22%</b>

### 1.3. ISKORIŠTENOST 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 191,8 mil. kWh/dan.

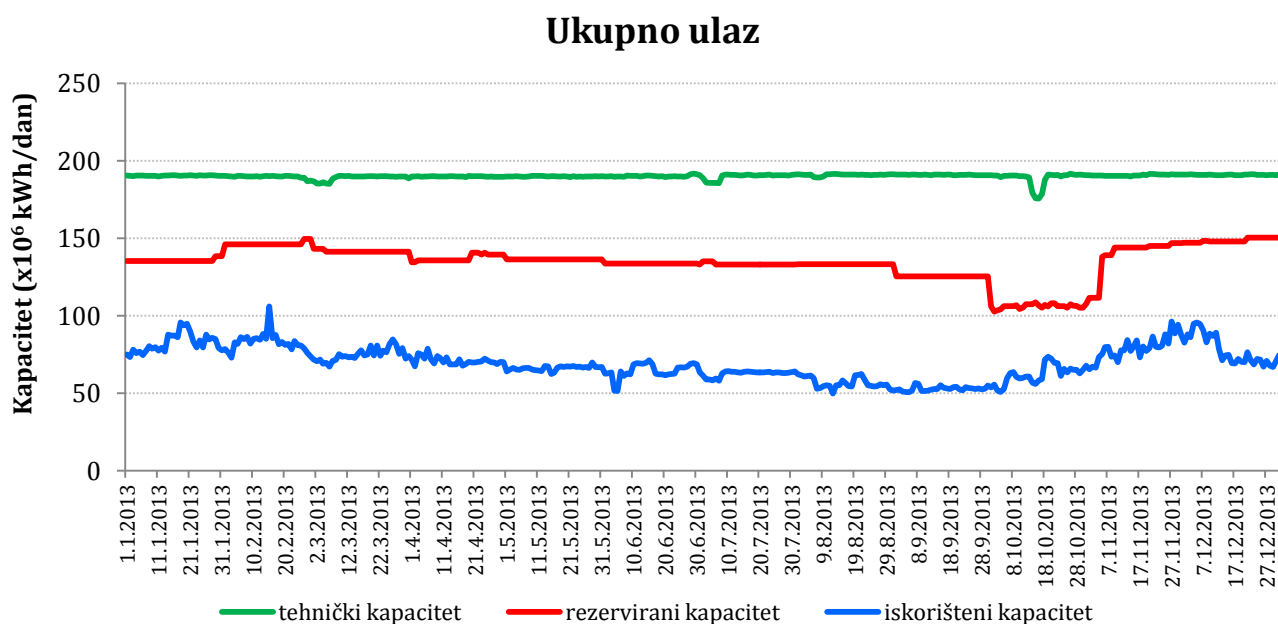


**Tablica 3** Tehnički i iskorišteni kapaciteti ulaza u transportni sustav, u mil. kWh/dan

	Tehnički kapacitet	Najveći iskorišteni kapacitet	Prosječna iskorištenost kapaciteta
UMS Rogatec	48,4	45,2	27,8
UMS Terminal Pula	55,3	25,0	18,7
Panon ukupno	19,0	19,0	17,3
UMS Dravaszerdahely	69,1	25,7	5,6
<b>Ukupno</b>	<b>191,8</b>	<b>115,0</b>	<b>69,4</b>

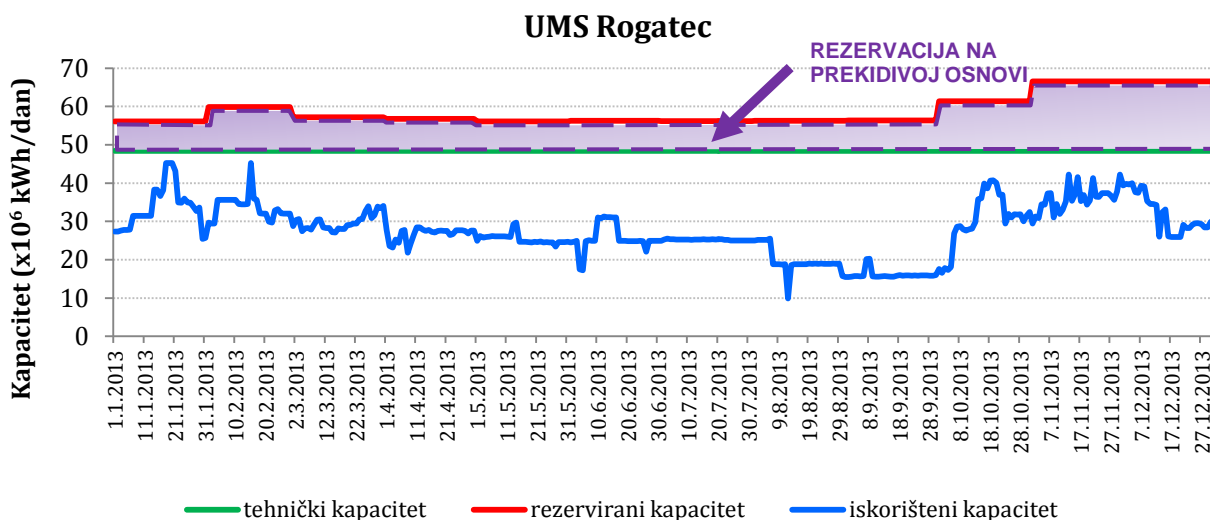
Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima iznosila je 36%, dok je maksimalna postignuta iskorištenost tehničkog kapaciteta na svim ulazima iznosila 60%.

**Graf 2** Usporedba tehničkog, rezerviranog i iskorištenog kapaciteta na ulazima u transportni sustav bez PSP Okoli u kWh/dan



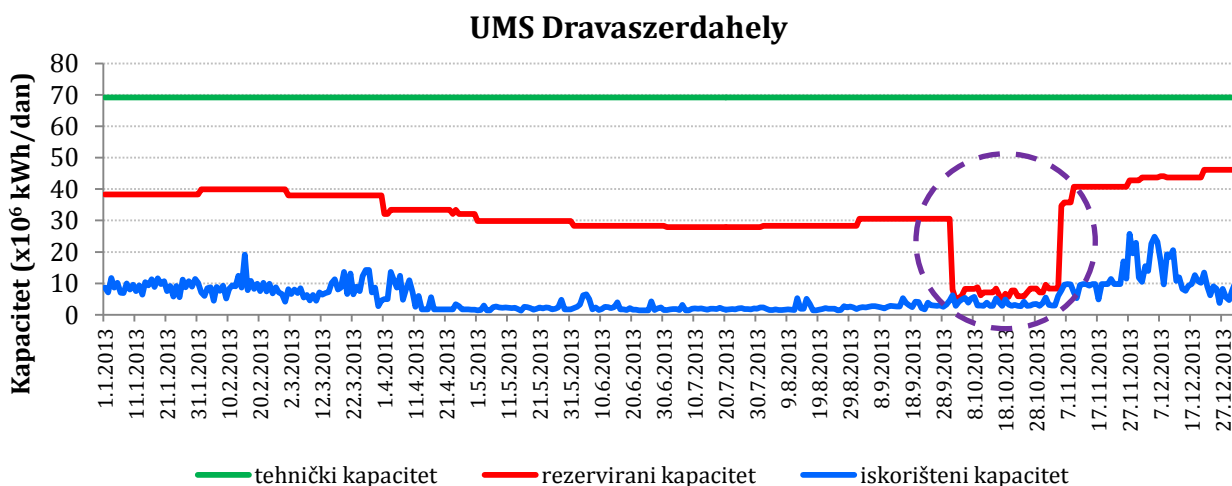
Tehnički kapacitet na UMS Rogatec iznosi 48,4 mil. kWh/dan. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Rogatec tijekom 2013. godine iznosila je 57,5 %, ali je vršna iskorištenost dosegla 93%. U transportni sustav je preko UMS Rogatec preuzeto 10,1 TWh plina, dok je tehnički kapacitet navedenog ulaza omogućavao preuzimanje 17,7 TWh. Od studenog 2012. godine prisutno je ugovorno zagušenje, te je korisnicima ponuđen prekidivi kapacitet. Unatoč ugovornom zagušenju iskorištenost kapaciteta nije se povećala.

**Graf 3** Usporedba tehničkog, rezerviranog i iskorištenog kapaciteta na UMS Rogatec u kWh/dan



Tehnički kapacitet na UMS Dravaszerdahely iznosi 69,1 mil. kWh/dan. Prosječna iskorištenost tehničkog kapaciteta UMS Dravaszerdahely iznosila je 8,13%, a vršna iskorištenost kapaciteta je dosegla 37%. U transportni sustav je u 2013. godini preuzeto ukupno 2,05 TWh plina. Tehnički kapacitet navedenog ulaza omogućavao je preuzimanje 25,2 TWh plina.

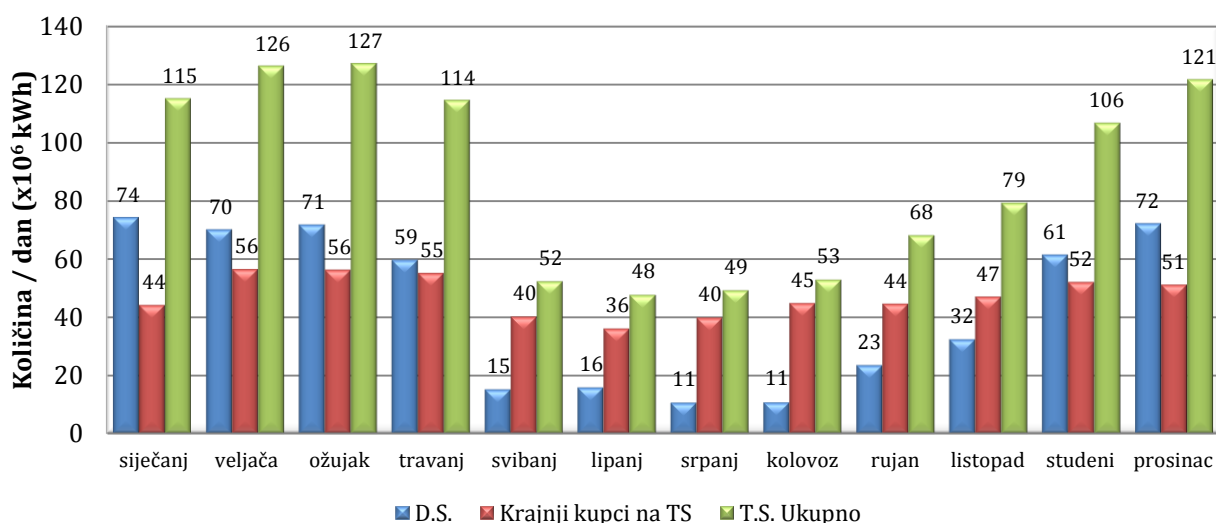
**Graf 4** Usporedba tehničkog, rezerviranog i iskorištenog kapaciteta na UMS Dravaszerdahely u kWh/dan



### 1.3.2. NAJVEĆA DNEVNA OPTEREĆENJA SUSTAVA

Na razini sustava tijekom 2013. godine najveće dnevno opterećenje iznosilo je 127 mil. kWh/dan. Najveće dnevno opterećenje prema distributivnim potrošačima zabilježeno je u iznosu od 74 mil. kWh/dan. Najveće dnevno opterećenje prema i na transportnom sustavu zabilježeno je u iznosu od 56 mil. kWh/dan.

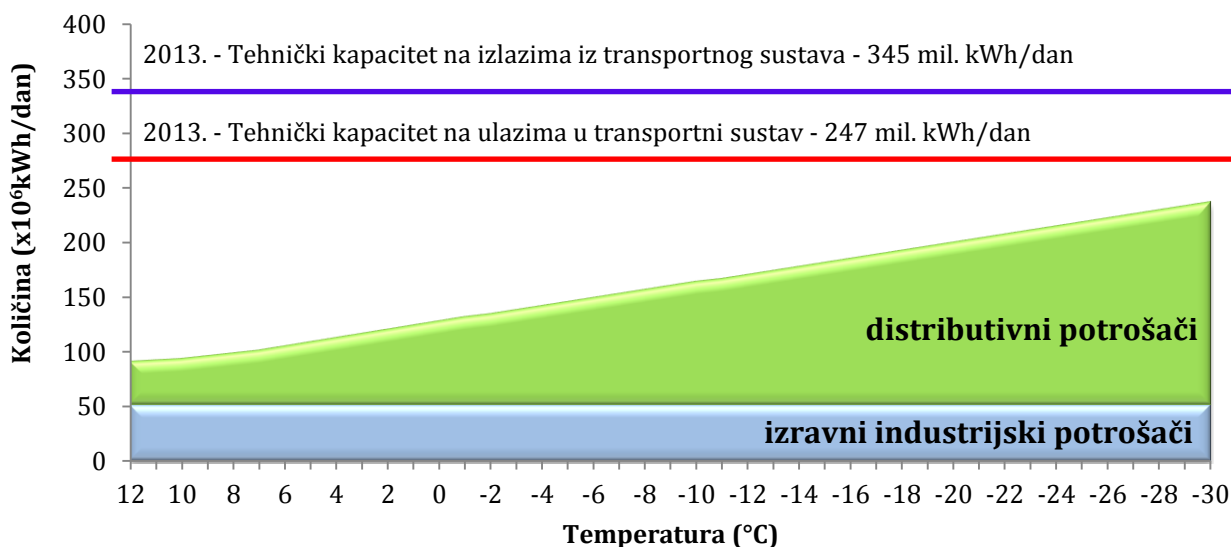
**Graf 5** Najveća dnevna opterećenja tijekom 2013. godine



#### 1.4. POUZDANOST OPSKRBE I KRITERIJ N-1

Sa stanovišta pouzdanosti opskrbe tijekom 2013. godine nije bilo poteškoća u radu plinskog transportnog sustava. Kapaciteti transportnog sustava omogućavali su da se u potpunosti zadovolje potrebe tržišta plina u Republici Hrvatskoj.

**Graf 6** Raspoloživi ulazni i izlazni kapaciteti transportnog sustava 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). Činjenica je da do sada niti na jednoj od ove dvije interkonekcije nije bilo moguće ostvariti dvosmjerni protok.

Formulom N-1, iz prethodno navedene uredbe, opisuju 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  $N-1 \geq 100\%$ .

$$N-1 (\%) = \frac{EPm + Pm + Sm - Im}{Dmax} \times 100$$

gdje je:

Dmax – ukupna dnevna potražnja za plinom na dan najveće potražnje za plinom (statistički 1 u 20), ostvarena 06. 02. 2012.

Epm – tehnički kapacitet točaka na ulazu graničnih ulaznih točaka

Pm – najveći tehnički kapacitet proizvodnje

Sm – maksimalni izlazni kapacitet skladišta

Im – tehnički kapacitet najveće plinske infrastrukture uz maksimalni kapacitet za opskrbu područja izračuna

Tako je u 2013. godini bilo:

EPm	Rogatec	48,4 mil. kWh/d
	Dravaszerdahely	69,1 mil. kWh/d
Pm	Domaća proizvodnja	44,5 mil. kWh/d
Sm	PSP (max. zimi)	55,1 mil. kWh/d
Im	Dravaszerdahely	69,1 mil. kWh/d
Dmax		159,2 mil. kWh/d

$$N-1 (\%) = \frac{48,4 + 69,1 + 44,5 + 55,1 - 69,1}{159,2} \times 100$$

$$N-1 (\%) = 93$$

Iz navedenog je vidljivo da u 2013. godini nije zadovoljen N-1 kriterij s obzirom na mogući ulazak u sustav uzima li se u obzir samo domaća proizvodnja, a s daljnjim padom domaće proizvodnje stanje bi se pogoršavalo. Stoga je potrebno osigurati nove ulazne kapacitete kojima će se omogućiti dobava potrebnih količina prirodnog plina.

Ako bi se u obzir uzela i mogućnost korištenja svih transportnih kapaciteta proizvodnog sustava, kao što je to učinjeno u Planu prevencije o mjerama zaštite opskrbe plinom Republike Hrvatske (MINGO), N-1 bi dosegnoo 1,02. Međutim, nije za očekivati da bi se, osim u interventnim situacijama, mogao iskoristiti puni potencijal proizvodnih plinovoda, kako na plinskim poljima na sjevernom Jadranu, tako i na Panonu. Stoga će se za daljnje projekcije potreba razvoja transportnog plinskog sustava koristiti manji indeks.

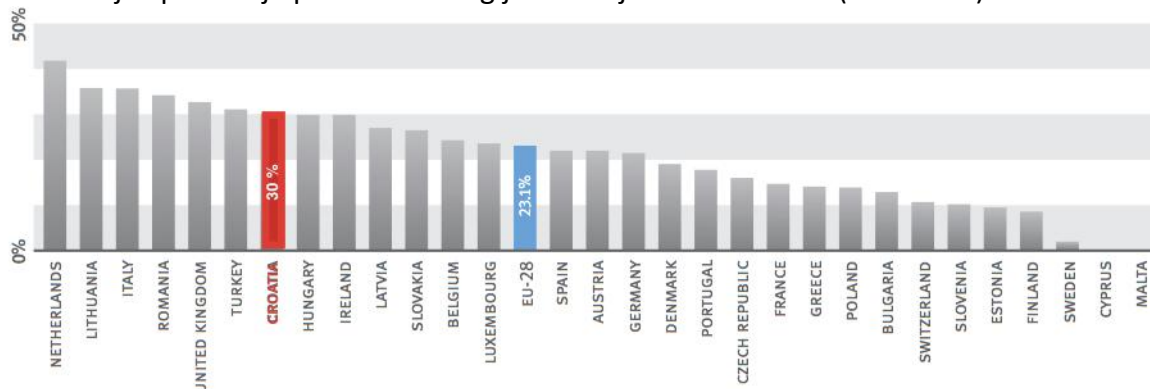
## 2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA

### 2.1. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA U EU

#### 2.1.1. STANJE I OČEKIVANI RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA EU

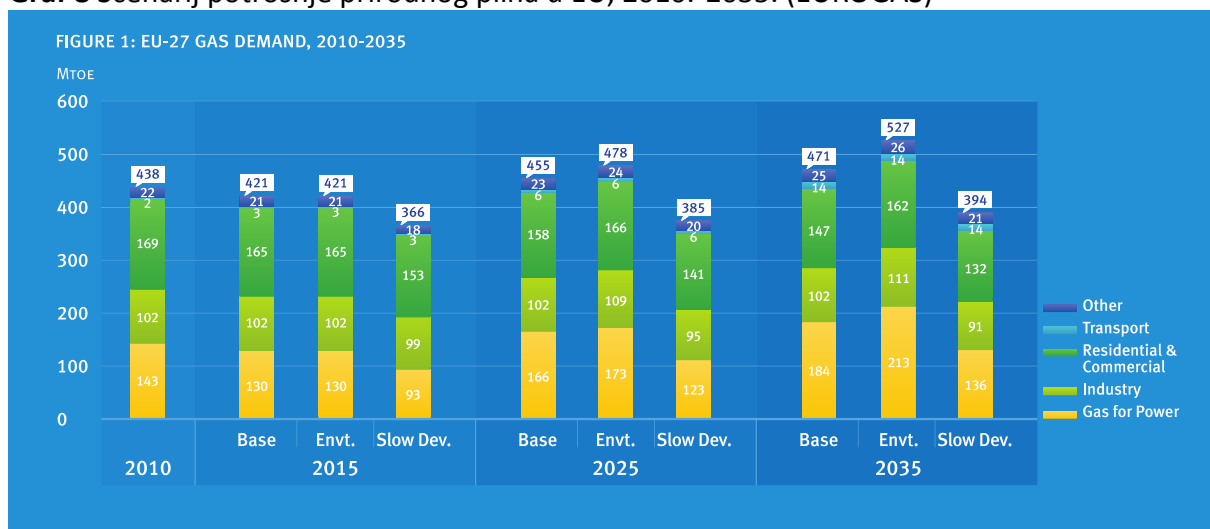
Uloga prirodnog plina u energetici EU, i pored uzastopnog pada potrošnje u zadnjih nekoliko godina (2011. - čak 10% , 2012. - 2% i 2013% - 1,4%), je izuzetno značajna. To je najzornije vidljivo iz prikaza koji slijedi (Graf 8) i koji pokazuje da je njegov udio u potrošnji primarne energije u 2013. bio 23,1%! U Republici Hrvatskoj je on bio čak 30%, što ukazuje na izuzetan značaj prirodnog plina u njenoj energetici.

**Graf 7** Udjeli potrošnje primarne energije u zemljama EU u 2013. (EUROGAS)



Činjenica je da je, u negativnom sinergijskom djelovanju gospodarske krize, konkurencije obnovljivih izvora, sniženih cijena ugljena u kombinaciji s niskim cijenama emisija ugljičnog dioksida i rasta vlastite cijene, potrošnja prirodnog plina značajno smanjena, osobito u sektoru proizvodnje električne energije. Međutim, njegova uloga u daljnjem razvoju energetike EU je neupitna i ovisi o velikom broju čimbenika, prije svega gospodarskih, političkih i ekoloških, pa ju nije jednostavno niti sagledati. Dobar primjer sagledavanja budućnosti prirodnog plina dat je u studijskom materijalu EUROGASA (The Eurogas Outlook 2035), kroz tri scenarija (osnovni, ekološki i usporeni razvoj) koji su prikazani na priloženoj slici (Graf 8).

**Graf 8** Scenarij potrošnje prirodnog plina u EU, 2010.-2035. (EUROGAS)



Razvidno je da bi potrošnja prirodnog plina u EU, u razmatranom razdoblju do 2035. rasla u

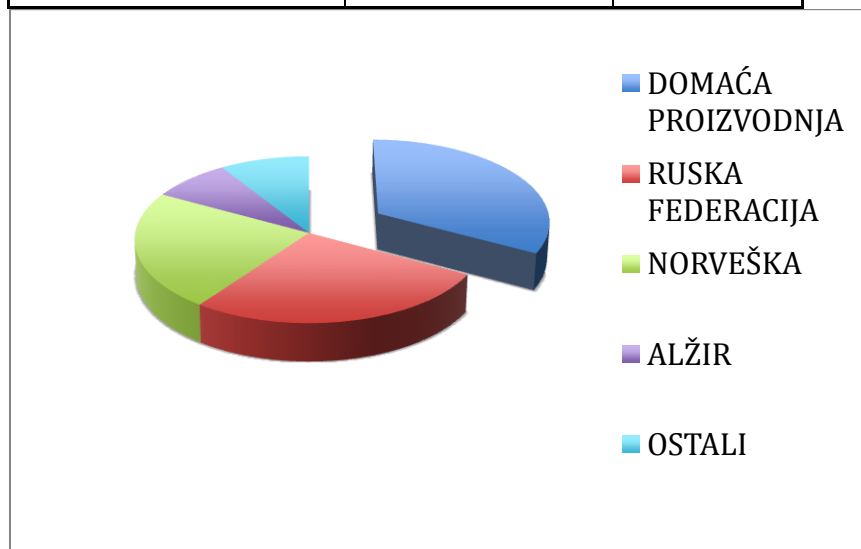
slučajevima ostvarenja osnovnog i ekološkog scenarija, a padala samo slučaju ostvarenja scenarija usporenog rasta!

### 2.1.2. POSTOJEĆI I NOVI IZVORI - NOVI DOBAVNI PROJEKTI

EU u ovom trenutku, može tek trećinu svojih potreba za prirodnim plinom, koje su u 2013. dosegle 5057 TWh ,zadovoljiti iz vlastitih izvora, a sve preostale količine mora uvoziti. Glavni izvoznici-dobavljači prirodnog plina u EU su Ruska Federacija (27%), Norveška (23%) i Alžir (8%), dok ostali pokrivaju preostalih 9%.

**Slika 1** Izvori dobave prirodnog plina za EU u 2013. (EUROGAS)

DOBAVA PRIRODNOG PLINA U 2013. G.	KOLIČINA U TWh	UDJEL U %
DOMAĆA PROIZVODNJA	1640	33
UVOZ	3350	67
RUSKA FEDERACIJA	1350	27
NORVEŠKA	1150	23
ALŽIR	400	8
OSTALI	450	9
TRŽIŠTE EU UKUPNO	4990	100



Proizvodnja prirodnog plina u EU je u stalnom padu i tek najnovija usmjeravanja postojećim potencijalima iz nekonvencionalnih izvora otvaraju neke mogućnosti smanjenja ovisnosti o uvozu. S druge strane se želi smanjiti izuzetno velika ovisnost o uvozu iz Ruske Federacije, koja je već pokazala, a osobito u zadnje vrijeme pokazuje, sve svoje loše strane i političke i gospodarske. Zato je EU usmjerena novim izvorima dobave i novim dobavnim projektima (Slika 2). Tu se posebno mora naglasiti JUŽNI KORIDOR, čijom se uspostavom želi omogućiti pristup kaspiskim i srednjoistočnim izvorima prirodnog plina, koji predstavljaju najveće svjetske proizvodne potencijale. Značajan korak je već učinjen donošenjem odluka o izgradnji plinovodnog megasustava TAP+TANAP+SCP, za transport prirodnog plina s azerbajdžanskog plinskog polja Shah Deniz. No to nije dovoljno, to je tek prvi korak i EU se usmjerava i ostalim izvorima, prije svega kaspiskim, srednjoistočnim, srednjoazijskim i mediteranskim. Naravno, uloga LNG-a, s postojećim, ali i s novim terminalima i kapacitetima, će i dalje biti izuzetno

značajna, jer omogućava nesmetan pristup najvećem broju izvora prirodnog plina i upitna je samo njenoj konkurentnosti, odnosno cijeni!

**Slika 2** Novi dobavni pravci i projekti (Gas Strategies)



## 2.2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA U REPUBLICI HRVATSKOJ

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

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

Važećom strategijom energetskog 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. – 2013. bila praktički u padu! To je najzornije vidljivo iz priloženog tabličnog prikaza.

**Tablica 4** Potrošnja prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2008.-2013.

POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA U RH 2008.-2013.							
	mj.jed.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.
distributivni potrošači	TWh	12,36	11,93	12,32	11,52	11,01	10,91
izravni industrijski potrošači	TWh	4,31	2,86	3,01	3,96	3,61	3,51
energetske transformacije*	TWh	6,61	5,92	6,4	6,61	6,69	5,73
Petrokemija**	TWh	6,03	5,15	6,02	6,14	5,73	5,76
<b>UKUPNO</b>	<b>TWh</b>	<b>29,31</b>	<b>25,86</b>	<b>27,75</b>	<b>28,22</b>	<b>27,04</b>	<b>25,91</b>

\*odnosi se na potrošnju HEP-a za proizvodnju električne 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 2013. godini dosegla samo 25,91 TWh, što znači da je prosječni

godišnji pad u tom petogodišnjem razdoblju bio 2,5%, a bio je očekivan rast od 5%, odnosno čak 6% u opciji intenzivne gradnje plinskih elektrana. Iako je priloženi tablični prikaz nešto drugačije strukturiran (na način praćenja Plinacra), u odnosu na prikaz iz *Strategije energetskeg razvoja*, vidljiv je podbačaj potrošnje plina u svim sektorima.

U prethodnom razdoblju vidljiv je pad potrošnje *distribucijskih potrošača* po prosječnoj godišnjoj stopi od 3% u odnosu na očekivani rast od 3% te pad potrošnje *izravnih industrijskih potrošača* po prosječnoj godišnjoj stopi od 4% u odnosu na očekivani rast od 1%. Potrošnja za potrošače *energetskih transformacija* je stagnirala u odnosu na očekivani rast po prosječnoj godišnjoj stopi od 3%, odnosno čak 8% u opciji intenzivne gradnje plinskih elektrana. Potrošnja Petrokemije d.d., Kutina je također stagnirala.

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

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

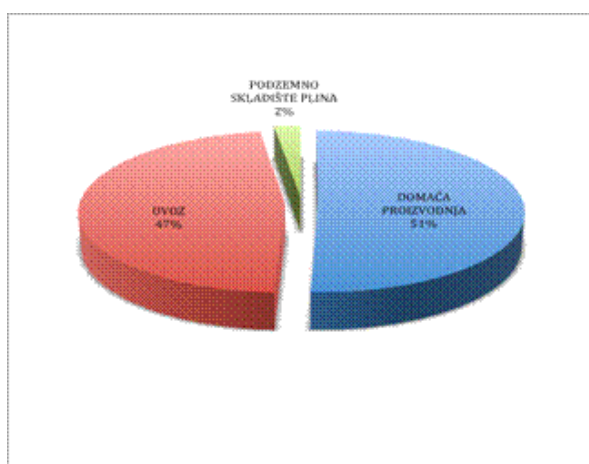
Republika Hrvatska ima dugu povijest istraživanja, proizvodnje i potrošnje prirodnog plina i niz godina je razvoj tog energetskeg sektora bio usmjeren samo na vlastite resurse i vlastitu proizvodnju. Iza 1978. počinje i uvoz prirodnog plina iz Ruske Federacije koji praktički nesmetano traje do 2011., kada tadašnji glavni hrvatski opskrbljivač PRIRODNI PLIN d.o.o. (INA) potpisuje trogodišnji ugovor s talijanskim ENI-em.

Niz godina domaća proizvodnja je osiguravala približno 60-70% domaće potrošnje plina, a samo ostatak bio je uvoz.

Međutim, u 2013. godini domaća je proizvodnja ostvarena na razini od 13,12 TWh, a uvoz na razini od 12,20 TWh, s time da je 0,59 TWh 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

**Slika 3** Opskrba prirodnim plinom Republike Hrvatske u 2013.



DOBAVA PRIRODNOG PLINA U 2013. g	TWh
DOMAĆA PROIZVODNJA	13,12
UVOZ	12,20
PODZEMNO SKLADIŠTE PLINA	0,59
TRŽIŠTE UKUPNO	25,91



## 2.2.2. 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.

### 2.2.2.1. OČEKIVANA POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA

Strategija energetskog 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, izravnom anketom potrošača, koje je obavio Plinacro (Tablica 5.), pokazuju da će se, u odnosu na potrošnju iz 2013. godine, taj pad nastaviti i sve do uključivo 2017. godine, nakon čega se do 2024. godine očekuje rast ukupne godišnje potrošnje od prosječno 3,5%.

On bi glavnim djelom bio uzrokovan porastom potrošnje u sektoru proizvodnje električne energije nakon 2017. godine, po prosječnoj stopi od 8,5%. Ključni potrošači za to povećanje su nove plinske elektrane (CCTG) u sklopu TE-TO u Osijeku i EL-TO u Zagrebu. U planiranom razdoblju 2015.-2024. distribucijski potrošači bi rasli prosječnom godišnjom stopom od 1,7%, a izravni industrijski potrošači od 0,9%. To je ispod stopa planiranih strategijom, iako je za dosegnute razine potrošnje, ključno djelovanje pada potrošnje u prethodnom razdoblju.

**Tablica 5** Projekcija potrošnje prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2015.-2024.

PROJEKCIJA POTROŠNJE PRIRODNOG PLINA U RH 2015.-2024.										TWh
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
distributivni potrošači	11,37	11,66	11,79	12,34	12,54	12,72	12,86	12,99	13,13	13,29
izravni industrijski potrošači	3,19	3,22	3,25	3,28	3,30	3,40	3,35	3,46	3,46	3,46
energetske transformacije	4,75	4,75	4,75	8,02	9,89	9,89	9,89	9,89	9,89	9,89
Petrokemija	5,25	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26
<b>UKUPNO</b>	<b>24,56</b>	<b>24,89</b>	<b>25,05</b>	<b>28,93</b>	<b>30,99</b>	<b>31,22</b>	<b>31,41</b>	<b>31,6</b>	<b>31,74</b>	<b>31,90</b>

### 2.2.2.2. OČEKIVANA DOMAĆA PROIZVODNJA PRIRODNOG PLINA

Za potrebe izrade ovog plana korištene su kombinirane projekcije domaće proizvodnje prirodnog plina Energetskog instituta Hrvoja Požara kao jedine dostupne projekcije i podaci MINGO-a. Valja naglasiti da u ove projekcije nisu uključena nova moguća proizvodna plinska polja na Jadranu, kao ni na kopnu, za koja je u tijeku koncesijski postupak. U ovome času nije moguće procijeniti niti opseg niti dinamiku te moguće proizvodnje.

### 2.2.2.3. OČEKIVANI UVOZ PRIRODNOG PLINA

Usporedivši projekcije potrošnje prirodnog plina domaće proizvodnje, dobili smo projekciju minimalnih potreba za uvozom.

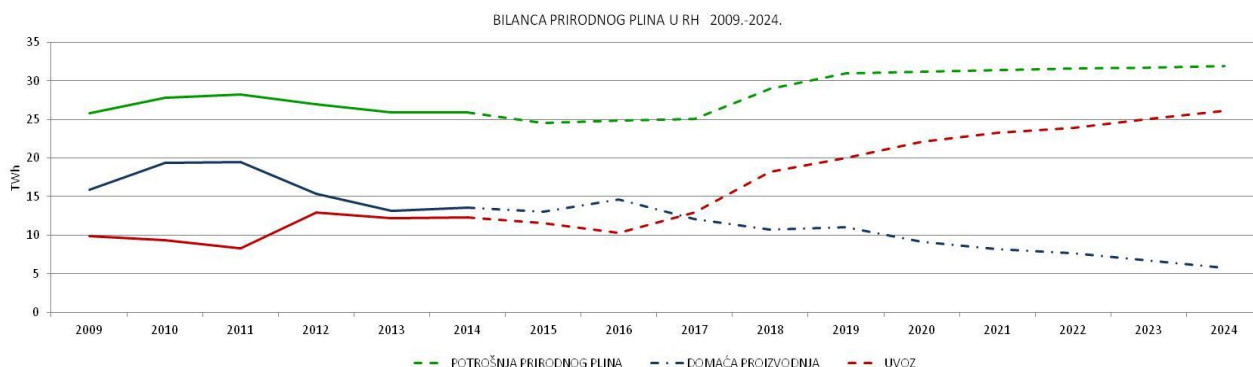
**Tablica 6** Projekcija bilance opskrbe prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2015.-2024.

PROJEKCIJE BILANCE PRIRODNOG PLINA U RH 2015.-2024.											TWh
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	
<b>POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA</b>	<b>24,56</b>	<b>24,89</b>	<b>25,05</b>	<b>28,93</b>	<b>30,99</b>	<b>31,22</b>	<b>31,41</b>	<b>31,60</b>	<b>31,74</b>	<b>31,90</b>	
<b>PROIZVODNJA PRIRODNOG PLINA U RH</b>	<b>13,00</b>	<b>14,61</b>	<b>12,08</b>	<b>10,75</b>	<b>11,02</b>	<b>9,11</b>	<b>8,15</b>	<b>7,67</b>	<b>6,71</b>	<b>5,75</b>	
<b>MINIMALNE POTREBE UVOZA</b>	<b>11,56</b>	<b>10,28</b>	<b>12,97</b>	<b>18,18</b>	<b>19,97</b>	<b>22,11</b>	<b>23,26</b>	<b>23,93</b>	<b>25,03</b>	<b>26,15</b>	

Vidljivo je da bi već 2015. godine za potrebe tržišta trebalo uvesti minimalno 11,56 TWh, a 2024. godine, na kraju ovog desetogodišnjeg planskog razdoblja, čak 26,15 TWh. To su značajne količine i za njihovu dobavu treba osigurati i izravne pravce dobave i, prije svega, transportne kapacitete.

U nastavku je prikaz bilance prirodnog plina u RH u periodu 2009.-2024. (graf 9).

**Graf 9** Bilanca prirodnog plina u RH 2009.-2024.



## 2.3. UKLJUČIVANJE REPUBLIKE HRVATSKE U EUROPSKE TOKOVE I TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA

Zbog očekivanog rasta potrošnje prirodnog plina i pada domaće proizvodnje, za pretpostaviti je da će porasti potreba za uvozom plina. Kao što je rečeno, potrebe Republike Hrvatske za uvozom su se do sada, niz godina, podmirivale uvozom ruskog plina od Gazproma (Gazexporta), a potom tri godine uvozom od talijanskog ENI-a i manjih količina od nekih drugih dobavljača. Međutim, tržište se stalno otvara i otvorene su sve opcije.

Republika Hrvatska će se u budućnosti naći u gotovo istoj situaciji kao najveći dio Europe čije je, niz godina izrazito rastuće, a tek posljednje dvije stagnirajuće, pa čak i padajuće, tržište prirodnog plina, usmjereno na uvoz. Stoga je nužno uključivanje Republike Hrvatske u europske tokove i tržište prirodnog plina, a preduvjet tome je što bolja povezivanja plinskog transportnog sustava sa sustavima susjednih zemalja.

### 2.3.1. NOVI REGIONALNI I TRANSREGIONALNI DOBAVNI PROJEKTI

Proizvodnja prirodnog plina u Europi je u stalnom padu i tek najnovije usmjeravanje postojećim vlastitim potencijalima iz nekonvencionalnih izvora otvara neke mogućnosti

smanjivanja ovisnosti o uvozu. 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 našeg južноеuropskog okruženja.

Tako velika ovisnost s jedne strane, koja je već pokazala svoje negativne učinke te činjenica da su kaspiski i srednjoistočni proizvodni potencijali prerasli ruske, s druge strane, uz očekivani oporavak europskog tržišta prirodnog plina, usmjerila su Europu prema novim izvorima i dobavnim projektima. Značajan dio tih projekata se planira i priprema u našem okruženju pa i na samom teritoriju Republike Hrvatske. To su prije svega, kao što je već prije navedeno, projekti: TAP+IAP, LNG, Nabucco, South Stream (Slika 4)

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



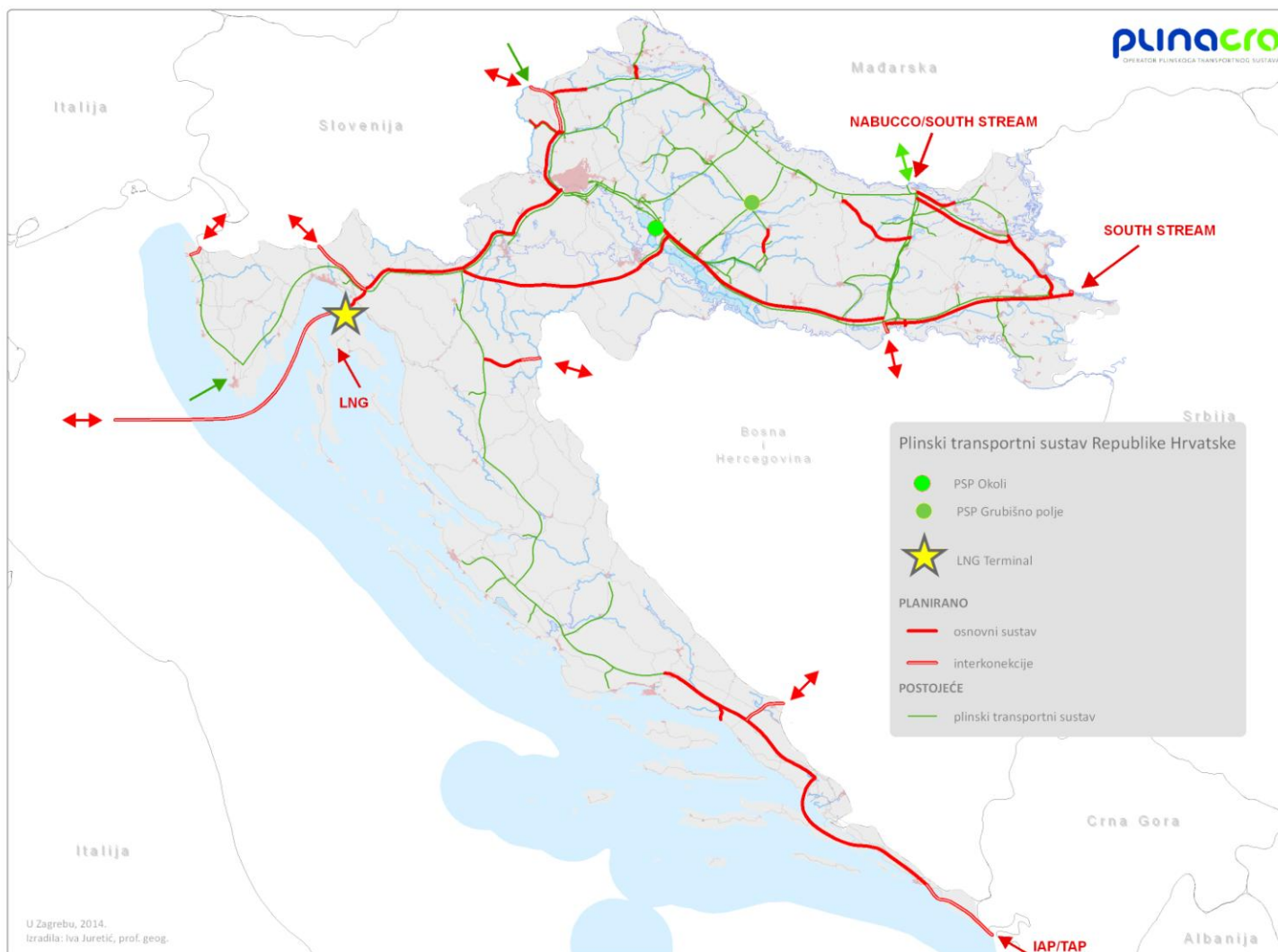
Novoizgrađeni plinski transportni sustav Republike Hrvatske je spreman za povezivanje s navedenim dobavnim projektima. Plinovodna poveznica, interkonekcija hrvatskog i mađarskog sustava Slobodnica-Donji Miholjac-Dravaszerdahely-Varosföld je, između ostalog, izgrađena i u svrhu povezivanja s plinovodima Nabucco i South Stream, iako je za uključivanje u ovaj drugi projekt moguća i izravna opcija. Uključivanje u projekt TAP (Trans Adriatic Pipeline) putem projekta IAP (Ionian Adriatic Pipeline), a koji je prerastao u ključni projekt Energetske zajednice jugoistočne Europe, otvorio je mogućnosti dobave prirodnog plina za Republiku Hrvatsku i zemlje u okruženju, iz kaspiskih i srednjoistočnih izvora i povećanje učinkovitosti našeg plinskog sustava.

Međutim LNG terminal, koji se planira graditi u Omišlju na otoku Krku, je naš najveći, 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<sup>+</sup> (Poljska, Slovačka, Češka, Mađarska i Hrvatska), koje su ga pokrenule, jer su interes za njega pokazale i druge zemlje u širem okruženju (Ukrajina, Rumunjska, Slovenija)

Postojeći plinski sustav Republike Hrvatske spreman je za uklapanje u sve navedene dobavne projekte (Karta 2.). Međutim, valja naglasiti da će njegov daljnji razvoj biti u potpunosti određen opsegom i dinamikom provedbe upravo tih projekata.

Karta 2 Uklapanje u nove dobavne projekte

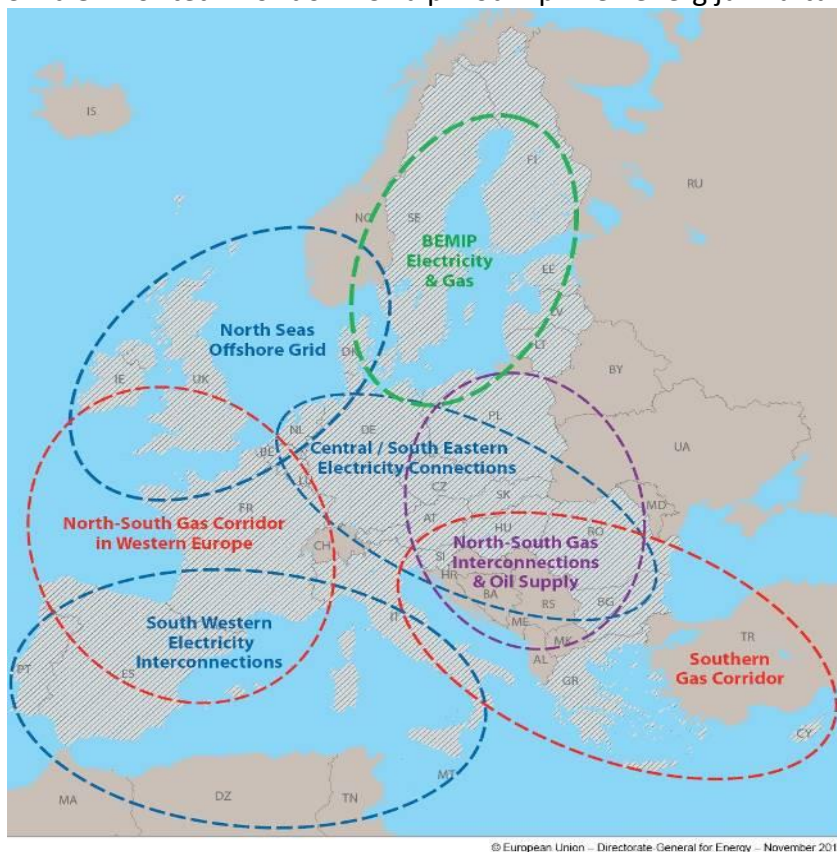


### 2.3.2. PROJEKTI OD ZAJEDNIČKOG INTERESA EU - PCI

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, implementacija kojih do 2020. je ključna za postizanje ciljeva energetske i klimatske politike Unije. Ti prioriteti pokrivaju različite zemljopisne regije ili tematska područja u području transporta 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.).

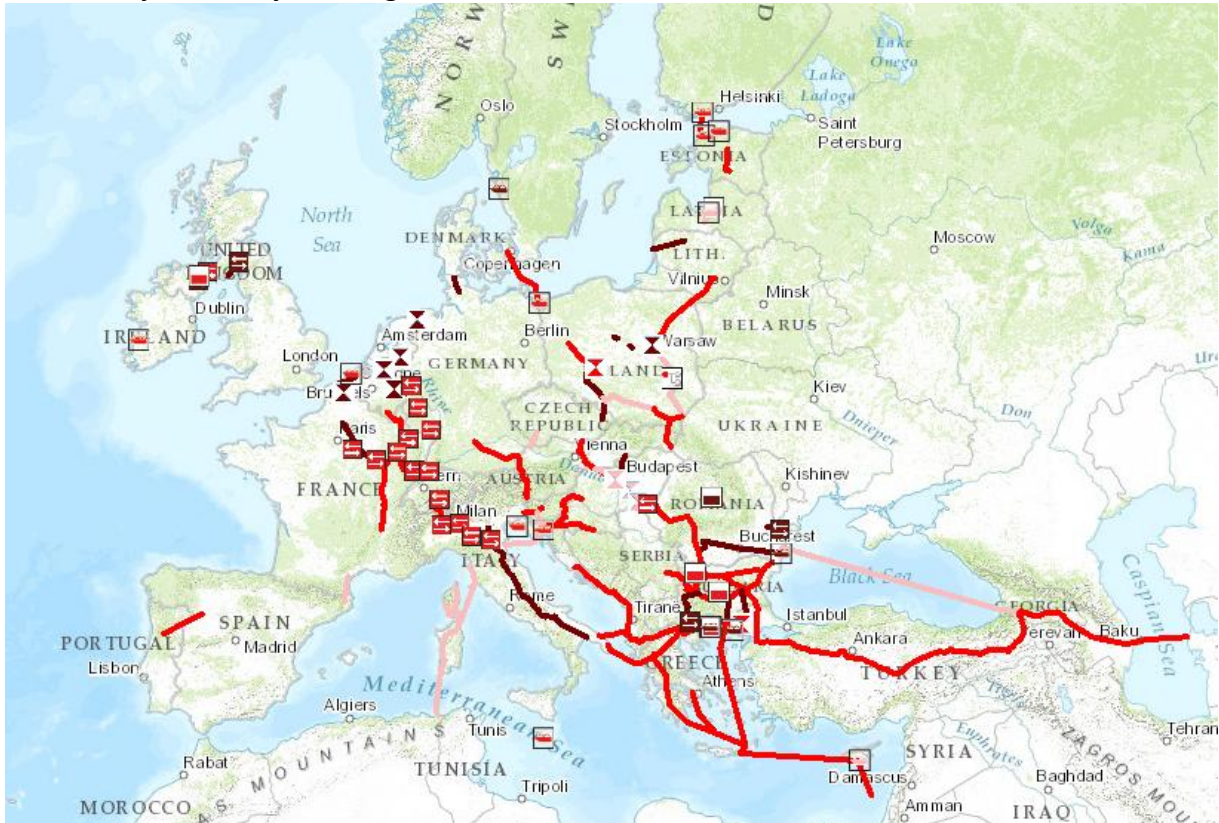
**Slika 5** Prioritetni koridori EU za prirodni plin el. energiju i naftu



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 prioritetnih koridora.

Slika 6 Projekti od zajedničkog interesa EU - PCI

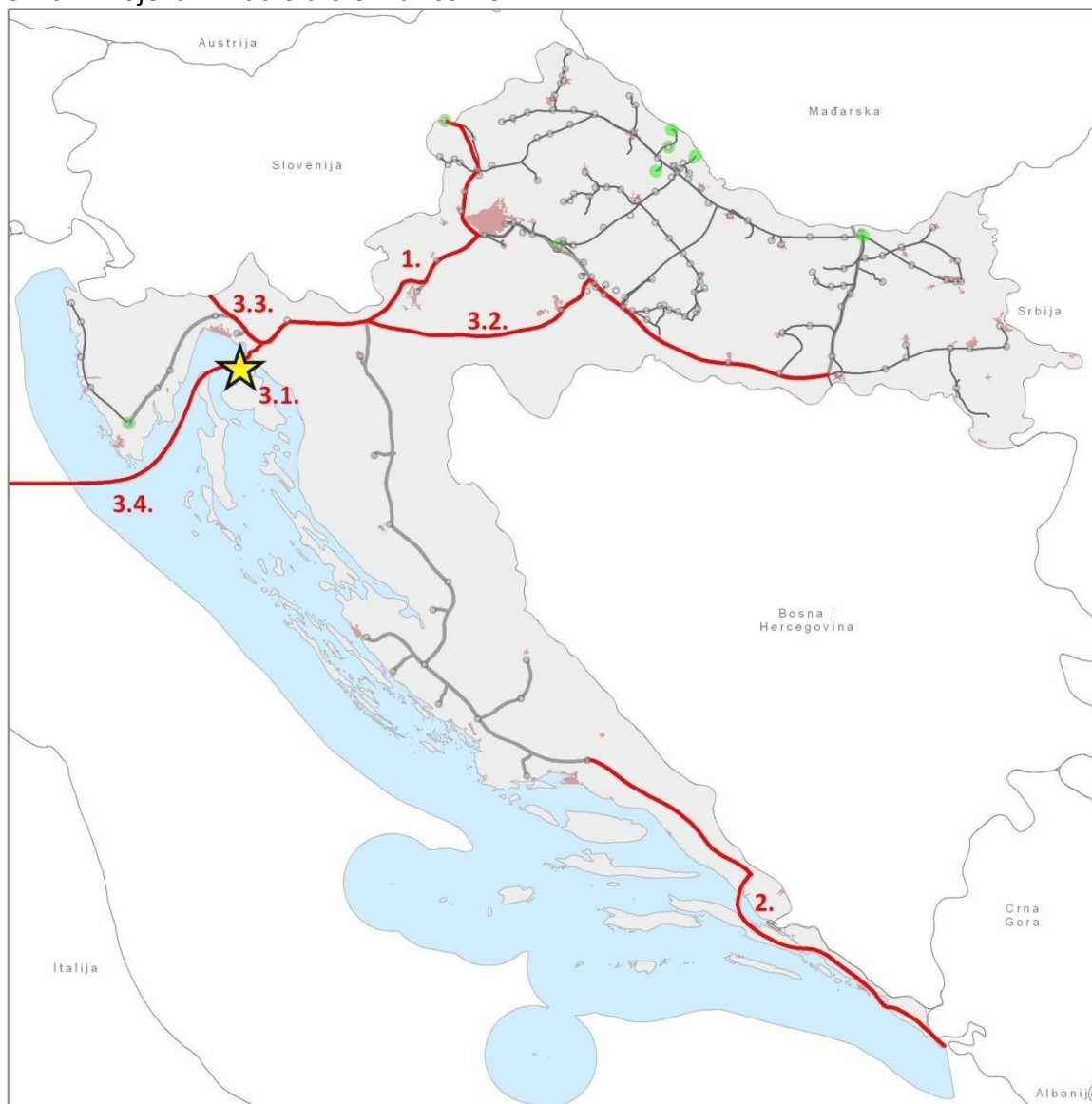


Uredbom (EU) 347/2013 i delegiranom Uredbom 1391/2013 utvrđen je prvi popis projekata od zajedničkog interesa Europske unije (Slika 6).

Projekti tvrtke Plinacro d.o.o. na PCI listi nalaze se na prioritetnom koridoru plinske interkonekcije *Sjever-jug središnja i istočna Europa* (Slika 7.):

1. Interkonekcija HR/SLO (Bosiljevo-Karlovac-Lučko-Zabok-Rogatec (SLO)) - 6.6.
2. Jonsko - jadranski plinovod-IAP -6.21.
3. Klaster projekata vezan na LNG na Krku (LNG Terminal-LNG Hrvatska d.o.o. + sustav LNG evakuacijskih plinovoda-Plinacro d.o.o.) - 6.5.
  - 3.1. LNG Projekt ( u međuvremenu ulogu promotora za ovaj projekt je preuzela tvrtka LNG Hrvatska) - 6.5.1.
  - 3.2. Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica - 6.5.2.
  - 3.3. Omišalj-Zlobin-Rupa (SLO) - spojen s Jelšane-Kalce - 6.5.3. ili
  - 3.4. Omišalj-Casal Borsetti (I) - 6.5.4.

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



### 2.3.3. PROJEKTI OD INTERESA ENERGETSKE ZAJEDNICE – PECI

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 EU-a, te projekti koji imaju utjecaj na cijelu regiju, nalaze se na PEI listi.



Plinacrovi projekti na PECl listi (Slika 8):

1. Jonsko – jadranski plinovod
2. Interkonekcija Hr/ BiH ( Slobodnica – Brod – Zenica)
3. Interkonekcija Hr/ BiH (Zagvozd – Imotski – Posušje)
4. Interkonekcija Hr/ BiH (Rakovica – Tržac – Bihać)
5. Klaster LNG + plinovod Zlobin – Bosiljevo – Sisak – Kozarac – Slobodnica
6. Interkonekcija Hr/Srb (Slobodnica – Sotin – Bačko Novo Selo)

**Slika 8** Projekti Plinacro d.o.o. na listi PECl



### 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 sedmogodišnje razdoblje 2008. – 2014. (Tablica 7.)

**Tablica 7** Transport prirodnog plina za domaće potrebe 2008.-2014.

<b>TRANSPORT PRIRODNOG PLINA ZA DOMAĆE POTREBE 2008.-2014.</b>								
	mj. jed.	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.
distributivni potrošači	TWh	12,36	11,93	12,32	11,52	11,01	10,91	9,33
izravni industrijski potrošači	TWh	4,31	2,86	3,01	3,96	3,61	3,51	3,48
energetske transformacije	TWh	6,61	5,92	6,4	6,61	6,69	5,73	3,53
Petrokemija d.d.	TWh	6,03	5,15	6,02	6,14	5,73	5,76	6,04
PSP Okoli - utiskivanje	TWh	3,74	3,53	4,04	3,02	4,25	2,81	2,86
<b>UKUPNO</b>	<b>TWh</b>	<b>33,04</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>

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, izražena je temeljem kretanja potrošnje, poglavito distributivnih potrošača. Za razdoblje nakon 2018. godine kada se očekuje puštanje u rad novog podzemnog skladišta u Grubišnom polju te količine se 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 8.

**Tablica 8** Projekcija transporta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj u funkciji skladištenja

<b>PROJEKCIJA TRANSPORTA U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA 2015.-2024.</b>										TWh
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
<b>UKUPNO</b>	<b>3,01</b>	<b>3,09</b>	<b>3,12</b>	<b>3,28</b>	<b>3,56</b>	<b>3,73</b>	<b>3,89</b>	<b>4,16</b>	<b>4,44</b>	<b>4,48</b>

#### 3.2. OČEKIVANI TRANSPORT PRIRODNOG PLINA ZA POTREBE TRŽIŠTA U OKRUŽENJU REPUBLIKE HRVATSKE

Sagledavajući mogućnosti transporta prirodnog plina za potrebe tržišta u okruženju Republike Hrvatske usredotočit ćemo se na dva dobavna pravca – projekta, LNG i IAP. Najveće mogućnosti se zasigurno otvaraju za transport prirodnog plina s budućeg LNG terminala na otoku Krku. Sukladno sadašnjim planovima i saznanjima kapacitet tog LNG

terminala bi trebao biti 4-6 mlrd m<sup>3</sup> (38-57TWh)/godišnje, a početak njegovog rada se planira u 2019. godini.

Glavni pravci za otpremu LNG-a, odnosno njegov transport u susjedne zemlje su:

- Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Karlovac-Lučko-Zabok-Rogatec (SLOVENIJA)
- Omišalj-Zlobin-Bosiljevo-Sisak-Kozarac-Slobodnica-Donji Miholjac-Dravaszerdahely (MAĐARSKA) koji uključuje i možebitni odvojak za SRBIJU Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo
- Omišalj-Zlobin-Rupa-Kalce (SLOVENIJA)

Naravno, tu je i mogućnost transporta za BOSNU I HRECEGOVINU na nekoliko budućih interkonekcija, a i prema CRNOJ GORI plinovodnim sustavom IAP-a. U slučaju značajnog povećanja kapaciteta LNG terminala u Omišlju moguća je otprema plina i potencijalnom interkonekcijom s ITALIJOM na pravcu Omišalj-Casal Borsetti.

Slijedom toga planiran je početak transporta LNG za zemlje u okruženju u 2019. godini, a planirane količine i dinamika su utemeljene na Studiji izvedivosti, kao i na do sada obavljenim istraživanjima tržišta, provedenim od strane LNG Hrvatska.

Početak transporta prirodnog plina sustavom IAP-a se planira u 2021. Godini, a planirane količine i dinamika su utemeljene na Studiji izvedivosti, kao i na do sada obavljenim istraživanjima tržišta, provedenim od strane Plinacra i ostalih sudionika u projektu. Cjelokupna projekcija transporta za zemlje u okruženju je vidljiva u Tablici 8.

Transport plina za susjedne zemlje dobavljenog IAP-om ostvarivat će se pravcem Dobreč (CRNA GORA)-Prevlaka-Dubrovnik-Ploče-Split-Bosiljevo i dalje već prethodno navedenim pravcima otpreme LNG-a.

Sve to omogućava brojne opcije transporta plina za zemlje u okruženju, osobito što je ovim planom, pored već postojećih, planiran niz novih interkonekcija – poveznica sa sustavima susjednih zemalja. Ovako oblikovan sustav s brojnim interkonekcijama omogućava i transport plina za susjedne zemlje i iz drugih izvora, osim LNG-a i IAP-a, ali navedeni izvori i pravci su ključni.

**Tablica 9** Projekcija transporta prirodnog plina za susjedne zemlje 2015.-2024.

PROJEKCIJA TRANSPORTA ZA SUSJEDNE ZEMLJE 2015.-2024.										TWh
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
LNG					2,87	14,34	28,68	33,46	38,24	43,02
IAP							4,78	9,56	9,56	9,56
<b>UKUPNO</b>					<b>2,87</b>	<b>14,34</b>	<b>33,46</b>	<b>43,02</b>	<b>47,80</b>	<b>52,58</b>

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

Projekcija ukupnog transporta našim transportnim sustavom dobiva se 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 ZA SUSJEDNE ZEMLJE

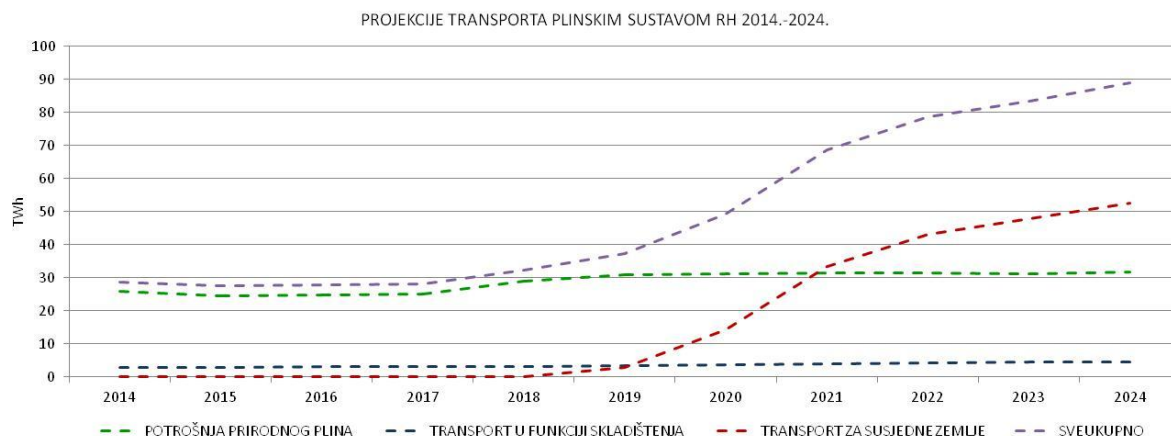
**Tablica 10** Projekcija ukupnog transporta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj 2015.-2024.

PROJEKCIJE TRANSPORTA PLINSKIM SUSTAVOM RH 2015.-2024.										TWh
<b>1. POTROŠNJA PRIRODNOG PLINA</b>										
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
distributivni potrošači	11,37	11,66	11,79	12,34	12,54	12,72	12,86	12,99	13,13	13,29
izravni industrijski potrošači	3,19	3,22	3,25	3,28	3,30	3,40	3,35	3,46	3,46	3,46
energetske transformacije	4,75	4,75	4,75	8,02	9,89	9,89	9,89	9,89	9,89	9,89
petrokemija	5,25	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26	5,26
<b>UKUPNO (1)</b>	<b>24,56</b>	<b>24,89</b>	<b>25,05</b>	<b>28,93</b>	<b>30,99</b>	<b>31,22</b>	<b>31,41</b>	<b>31,60</b>	<b>31,74</b>	<b>31,90</b>
<b>2. TRANSPORT U FUNKCIJI SKLADIŠTENJA</b>										
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
<b>UKUPNO (2)</b>	<b>3,01</b>	<b>3,09</b>	<b>3,12</b>	<b>3,28</b>	<b>3,56</b>	<b>3,73</b>	<b>3,89</b>	<b>4,16</b>	<b>4,44</b>	<b>4,48</b>
<b>3. TRANSPORT ZA SUSJEDNE ZEMLJE</b>										
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
LNG					2,87	14,34	28,68	33,46	38,24	43,02
IAP							4,78	9,56	9,56	9,56
<b>UKUPNO (3)</b>					<b>2,87</b>	<b>14,34</b>	<b>33,46</b>	<b>43,02</b>	<b>47,80</b>	<b>52,58</b>
<b>TRANSPORT SUSTAVOM (1+2+3)</b>										
	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.
<b>SVEUKUPNO (1+2+3)</b>	<b>27,57</b>	<b>27,98</b>	<b>28,17</b>	<b>32,21</b>	<b>37,42</b>	<b>49,29</b>	<b>68,76</b>	<b>78,78</b>	<b>83,98</b>	<b>88,96</b>

Iz tabličnog je prikaza vidljivo da je u planskom razdoblju 2015.-2024. moguć izuzetno značajan rast transporta prirodnog plina. Transport prirodnog plina bi od 27,57 TWh u 2015. godini mogao narasti na gotovo trostrukih 88,96 TWh u 2024. godini, što bi imalo značajne gospodarske učinke, ali i zahtijevalo značajna ulaganja u nove dijelove plinskog transportnog sustava.

U nastavku je projekcija transporta plinskim sustavom RH u razdoblju 2014.-2024. (Graf 10).

**Graf 10** Projekcija transporta plinskim sustavom RH 2014.-2024.



## 4. RAZMATRANJE POTREBA IZGRADNJE NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA

### 4.1. POSTAVKE ZA RAZMATRANJE

Cilj ovog razmatranja jest potvrda opravdanost realizacije razvojnih projekata plinovoda koji su prvenstveno vezani uz velike dobavne projekte LNG terminala u Omišlju na otoku Krku i Jonsko-jadranskog plinovoda (IAP) te određivanje godine njihovog stavljanja u uporabu. Ostvarenje ovih velikih dobavnih projekata zahtijeva uspostavu dvosmjernog protoka na interkonekcijama sa slovenskim i mađarskim transportnim sustavom, osiguravanje potrebnih kapaciteta na ovim interkonekcijama te povećanje kapaciteta na glavnim transportno-tranzitnim pravcima plinskog transportnog sustava. Analiza opravdanosti provedena je za *tri karakteristične godine, 2019., 2021. i 2024.*

U 2019. godini planiran je početak rada i transport prvih količina plina s LNG terminala za susjedne zemlje, a predviđen je i zamjetan porast domaće potrošnje plina. 2021. godine planiran je i transport prvih količina plina za susjedne zemlje iz plinskog sustava IAP, dok je 2024. godine planiran najveći transport plina u promatranom desetogodišnjem razdoblju iz ova dva sustava prema susjednim zemljama, a ujedno je planirana i najveća razina domaće potrošnje plina u razdoblju 2015. – 2024. Razmatranje opravdanosti potrebnih kapaciteta provedeno je na osnovi rezultata hidrauličkih simulacija transportnog sustava.

Hidrauličke simulacije transportnog sustava izvršene su za svaku promatranu godinu, odnosno za scenarij transporta plina u toj godini. Scenariji transporta plina u promatranim godinama (2019., 2021. i 2024.) određeni su tako da je uzeto u obzir sljedeće:

- potrošnja plina odgovara projekciji potrošnje koja se statistički događa jednom u 20 godina za tu promatranu godinu,
- domaća proizvodnja plina odgovara projekciji proizvodnje plina u promatranj godini,
- transport plina za susjedne zemlje iz LNG-a i IAP-a odgovara planiranom transportu u promatranj godini,
- proizvodnja plina PSP Okoli je maksimalna.

#### **4.2. ODREĐIVANJE PROJEKCIJE POTROŠNJE „1 U 20“ ZA PROMATRANE GODINE (2019., 2021. i 2024.)**

Projekcije najveće potrošnje koja se statistički događa jednom u 20 godina za 2019., 2021. i 2024. godinu određene su na temelju maksimalne potrošnje plina ostvarene u veljači 2012. godine (koja je iznosila 159,2 GWh/d ili 16.580.330 m<sup>3</sup>/dan) tako da je stvarno ostvarena maksimalna potrošnja iz veljače 2012. godine uvećana ili smanjena razmjerno 50-postotnoj promjeni pojedinog segmenta potrošnje u promatranim godinama u odnosu na ostvarenu prosječnu potrošnju istog segmenta u razdoblju od 2008. do 2013. godine.

#### **4.3. DOMAĆA PROIZVODNJA PLINA U PROMATRANIM GODINAMA**

U scenarijima transporta plina domaća proizvodnja plina odgovara projekciji proizvodnje plina u 2019., 2021. i 2024. godini kako je prikazano u Tablici 6.

#### **4.4. TRANSPORT PLINA ZA SUSJEDNE ZEMLJE IZ LNG-A I IAP-A U PROMATRANIM GODINAMA**

U scenarijima transporta plina predviđeno je da se transport plina za susjedne zemlje odvija preko planirane nove interkonekcije sa Slovenijom na pravcu Lučko – Zabok – Rogatec- i na postojećoj interkonekciji s Mađarskom preko interkonekcijske točke Donji Miholjac/Dravaszerdahely. Transport plina iz LNG terminala i IAP-a u scenarijima transporta plina odgovara projekciji transporta plina za susjedne zemlje prikazane u Tablici 9.

#### **4.5. DEFINIRANJE SCENARIJA TRANSPORTA PLINA**

Scenariji transporta plina definirani su za *tri grupe scenarija* kako slijedi:

1. Scenarij transporta plina kroz postojeći transportni sustav bez projekata LNG i IAP za 2019., 2021. i 2024. godinu.
2. Scenarij transporta plina kroz postojeći transportni sustav uz ostvarenje LNG projekta za 2019., 2021. i 2024. godinu s podscenarijima transporta plina iz LNG-a samo u Sloveniju odnosno samo u Mađarsku.
3. Scenarij transporta plina kroz postojeći transportni sustav uz ostvarenje LNG i IAP projekta za 2019., 2021. i 2024. godinu s podscenarijima transporta plina iz LNG-a i IAP-a samo u Sloveniju odnosno samo u Mađarsku.

Za svaku grupu scenarija i za svaku promatranu godinu ulazi plina u transportni sustav iz LNG terminala i IAP-a određeni su na temelju projekcija transporta plina s LNG terminala i iz IAP-a (Tablica 9) tako da odgovaraju prosječnim dnevnim opterećenjima izraženim u GWh/d, odnosno prosječnim satnim opterećenjima izraženim u m<sup>3</sup>/h. Isto tako na temelju projekcije proizvodnje određeno je prosječno dnevno (GWh/d) i satno opterećenje (m<sup>3</sup>/h) na ulaznoj točki Terminal Pula, za proizvodnju plina iz sjevernog Jadrana te na ulaznoj točki Molve za proizvodnju plina iz proizvodnih polja Panona. U svakom definiranom scenariju predviđeno je da Podzemno skladište plina Okoli radi u režimu proizvodnje s maksimalnim kapacitetom, odnosno satnim opterećenjem koje iznosi 55,24 GWh/d, odnosno 240.000 m<sup>3</sup>/h.

#### **4.6. HIDRAULIČKE SIMULACIJE**

Kod provedbe hidrauličkih simulacija bilo je nužno uzeti u obzir ograničenja u plinskom transportnom sustavu koja proizlaze iz tehničkih karakteristika sustava ili ugovornih obveza Plinacra.

Određeni su i tlačni rubni uvjeti za slučaj ulaza i izlaza plina na planiranoj novoj interkonekciji sa Slovenijom na pravcu Lučko – Zabok – Rogatec te za slučaj izlaza plina iz hrvatskog transportnog sustava na postojećoj interkonekciji s Mađarskom. Određivanje ovih tlačnih rubnih uvjeta jedan je od preduvjeta za provedbu hidrauličkih simulacija.

Hidrauličke simulacije provedene su kao statičke što, između ostalog, podrazumijeva da bilanca plina na ulazima i izlazima iz transportnog sustava u svakom trenutku mora biti zatvorena.

Simulacije su izvršene pomoću softverskog paketa SIMONE.

#### **4.7. OPRAVDANOST POTREBNIH NOVIH KAPACITETA TRANSPORTNOG SUSTAVA**

Slijedom razmatranja rezultata hidrauličkih simulacija scenarija transporta plina za 2019., 2020. i 2024. godinu utvrđena je opravdanost i nužnost realizacije razmatranih projekata plinovoda odnosno novih kapaciteta transportnog sustava. Iz rezultata hidrauličkih simulacija scenarija transporta plina proizlazi i potrebna dinamika realizacije novih transportnih kapaciteta vezanih prvenstveno uz realizaciju projekata LNG terminala i IAP-a.

Tako je u 2019. godini potrebno staviti u uporabu plinovode Omišalj-Zlobin DN1000/100, Lučko-Zabok DN700/75, Zabok-Rogatec (Slo.) DN700/75 i kompresorsku stanicu 1 (KS-1). U 2021. godini potrebno je staviti u uporabu plinovode Zlobin-Bosiljevo DN1000/100, Bosiljevo-Sisak DN1000/100, Kozarac -Sisak DN1000/100 i kompresorsku stanicu 2 (KS-2), dok je u 2024. godini potrebno staviti u uporabu plinovode Bosiljevo-Karlovac DN700/75, Karlovac-Lučko DN500/75 i Kozarac-Slobodnica DN800/75 i Kompresorsku stanicu 3 (KS-3).

Treba još jednom napomenuti da navedena dinamika realizacije novih projekata donosno novih kapaciteta transportnog sustava proizlazi iz rezultata hidrauličkih simulacija scenarija transporta plina za 2019., 2020. i 2024. godinu, a njihova realizacija tom dinamikom osigurat će pouzdan transport plina za susjedne zemlje iz LNG terminala i iz IAP-a u promatranim godinama te istovremeno pouzdanu opskrbu plinom hrvatskog tržišta.

Međutim, u Tablici 10, vidljivo je da su u 2020., 2022. i 2023. godini odnosno u godinama za koje nisu provedene hidrauličke simulacije planirane značajne količine plina za transport u susjedne zemlje iz LNG-a i IAP-a. Tako je već u 2020. godini za susjedne zemlje planiran transport 14,34 TWh (1,5 mlrd.m<sup>3</sup>/god.) plina iz LNG-a, u 2022. godini planiran je transport 33,46 TWh (3,5 mlrd.m<sup>3</sup>/god.) plina iz LNG-a i 9,56 TWh (1,0 mlrd.m<sup>3</sup>/god.) iz IAP-a, a u 2023. godini 38,24 TWh (4,0 mlrd.m<sup>3</sup>/god.) iz LNG-a i 9,56 TWh (1,0 mlrd.m<sup>3</sup>/god.) iz IAP-a.

Osim toga, scenariji transporta plina u promatranim godinama određeni su za prosječna dnevna odnosno satna opterećenja na ulazima plina iz LNG-a i IAP-a pa se može očekivati da će se u određenim trenucima pojaviti potrebna za korištenje većeg kapaciteta odnosno većeg opterećenja na ulazima plina iz LNG-a i IAP-a, a može se čak pokazati i potreba za korištenjem maksimalnih kapaciteta, što zahtjeva i veće kapacitete transportnog sustava.

Uzevši u obzir realnu mogućnost potrebe korištenja većeg satnog opterećenja na ulazima u transportni sustava iz LNG-a i IAP-a te značajni planirani transport plina za susjedne zemlje u 2020., 2022. i 2023. godini, smatramo više nego opravdanim planirati realizaciju projekata plinovoda Zlobin-Bosiljevo DN1000/100, Bosiljevo-Sisak DN1000/100, Sisak-Kozarac DN1000/100 te Bosiljevo-Karlovac DN700/75 godinu dana ranije nego što su pokazali rezultati provedenih hidrauličkih simulacija.

Stoga je realizacija projekata plinovoda Zlobin-Bosiljevo DN1000/100, Bosiljevo-Sisak DN1000/100 i Sisak-Kozarac DN1000/100 planirana u 2020. godini dok je realizacija projekta plinovoda Bosiljevo-Karlovac DN700/75 planirana u 2023. godini.

Treba istaknuti da je realizacija projekata plinovoda Omišalj-Zlobin DN1000/100, Zlobin-Bosiljevo DN1000/100, Bosiljevo-Sisak DN1000/100, Sisak-Kozarac DN1000/100, Kozarac-Slobodnica DN800/75, Bosiljevo-Karlovac DN700/75 i Karlovac-Lučko DN500775 vezana prvenstveno uz realizaciju projekata LNG terminala i IAP-a. Drugim riječima, ukoliko se ne ostvare projekti LNG terminala i IAP-a upitna je realizacija ovih plinovoda.

S druge strane, realizacija projekata i stavljanje u uporabu plinovoda Lučko-Zabok DN700/75 i Zabok-Rogatec DN700/75 planira se u 2018. godini, budući da osnovna namjena plinovodnog sustava Lučko-Zabok-Rogatec nije vezana samo uz realizaciju projekata LNG terminala i IAP-a već ima puno veći značaj. Osnovni značaj i namjena ovog plinovodnog sustava je osiguranje konkurentne i pouzdane opskrbe hrvatskog tržišta. U vršnim opterećenjima već je dosegnuto gotovo maksimalno korištenje kapaciteta postojeće interkonekcije sa Slovenijom, a kriterij pouzdanosti opskrbe N-1 nije zadovoljen! Osim toga, realizacijom ovog plinovodnog sustava omogućit će se uspostava dvosmjernog protoka plina na interkonekciji sa Slovenijom čime će se osigurati bolje uklapanje Republike Hrvatske u europske tokove prirodnog plina te stvoriti preduvjet za tranzit plina na pravcu Slovenija-Mađarska i obrnuto.

Projekti kompresorskih stanica također nisu vezani samo uz realizaciju projekata LNG terminala i IAP-a pa je dinamika izgradnje kompresorskih stanica određena prvenstveno ciljevima koji su detaljno objašnjeni u poglavlju 6.2.4. KOMPRESORSKE STANICE. Sukladno ciljevima izgradnje kompresorskih stanica, stavljanje u uporabu kompresorske stanice 1 (KS-1) planirano u 2017. godini, kompresorske stanice 2 (KS-2) u 2018. godini, a kompresorske stanice 3 (KS-3) u 2019. godini.

Stavljanje u uporabu potrebnih novih kapaciteta transportnog sustava prikazano je u Tablici 11.



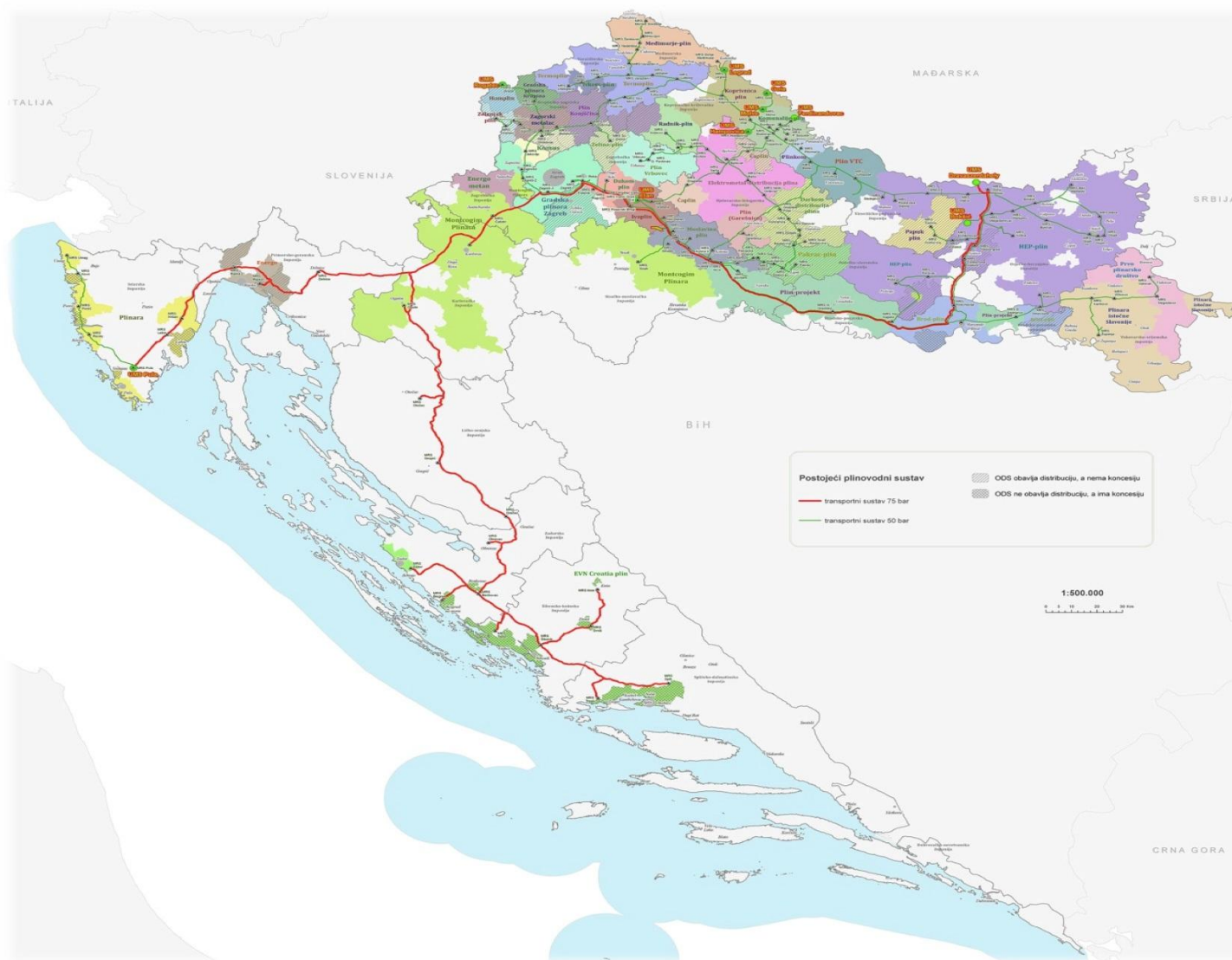
## **5. OSTALI ZAHTJEVI I POLAZIŠTA RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE**

### ***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 energetske i gospodarske 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 natjecaji 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 u 2012.



### 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 času, energetska djelatnost distribucije prirodnog plina u Republici Hrvatskoj obavlja 36 energetskih subjekata (Karta 3), što je prilično velik broj, osobito u odnosu na distribuirane količine u Republici Hrvatskoj, u 2013. godini, od 10,91 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 energetske 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 plina u Okolima-koja je u tijeku
- 2.faza:izgradnja vršnog skladišta plina u Grubišnom Polju-koje se planira do kraja 2018.godine
- 3.faza:izgradnja novog sezonskog skladišta plina u Beničancima-uvjetno, u dinamici sukladnoj mogućnostima i potrebama

Ovaj Desetogodišnji plan je usklađen s ovim planovima. Tako se osiguranje što povoljnijih tlačnih uvjeta na ulazu u postojeće podzemno skladište PSP Okoli planira ostvariti njegovim spajanjem na 75-barski plinski transportni sustav i to izgradnjom novog 75-barskog plinovoda PČ Ludina-PSP Okoli. 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 transportnih kapaciteta od

strane slovenskih opskrbljivača, koje je do sada bilo moguće samo zamjenom količina plina sa Inom (virtualnim transportom).

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

Na interkonekciji s Republikom Mađarskom (Dravaszerdahely) osigurani su preduvjeti za tehničku i operativnu usklađenost s operatorom transportnog sustava FGSZ Ltd. kroz odgovarajući Sporazum o interkonekciji sklopljen 2011. godine. Sporazumom su definirana sva pravila i procedure vezane uz korištenje kapaciteta transportnih sustava. U narednom periodu se očekuje potreba za nadogradnjom IT sustava kojom će biti omogućena razmjena podataka u propisanom formatu, alokacije kapaciteta, ponuda zajedničkog kapaciteta i postupci automatskog usklađivanja nominacija.

Na interkonekciji s Republikom Slovenijom (Rogatec) do početka plinske godine 2014./2015. bit će potpisan sporazum o interkonekciji s operatorom transportnog sustava Plinovodi d.o.o., kojim će se definirati tehnička usklađenost i operativne procedure. U narednom razdoblju bit će potrebna određena ulaganja u IT sustav i kromatograf na interkonekciji s Republikom Slovenijom.

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 pripremljenoj fazi projekata interkonekcija, intenzivno surađuje s operatorima transportnih sustava tih zemalja (slovenski Plinovodi, mađarski FGSZ, srbijanski Srbijagas, bosanskohercegovački BH-Gas, crnogorski Montenegro - Bonus, albanski Albpetrol).

## **5.3. USKLAĐENJE S NEOBVEZUJUĆIM DESETOGODIŠNJI 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 početku izrade ovog plana na snazi je bio TYNDP 2013.-2022., ali trenutno je na snazi novi TYNDP 2015.-2024.

#### **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 razvijan 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.

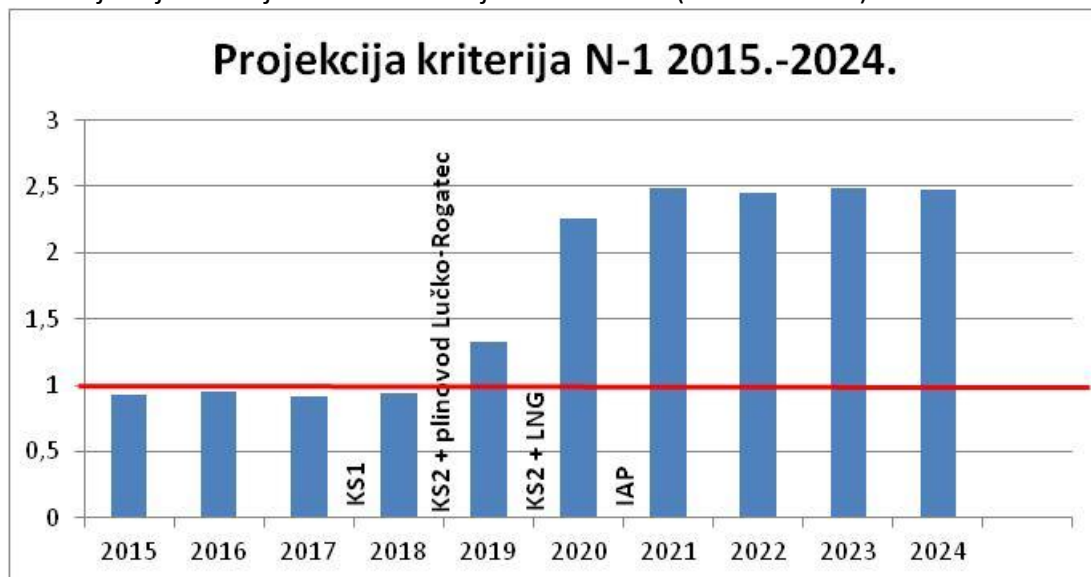
##### **5.4.1. OSIGURANJE POUZDANOSTI OPSKRBE-KRITERIJ N-1**

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 izgradnjom plinovodnog sustava DN 700/75 bar Rogatec-Zabok–Lučko i pripadajuće kompresorske stanice KS 3, a na interkonekciji 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 pripadajuće *Studije izvodljivosti*. Valja naglasiti da će se izgradnjom ovih objekata omogućiti i puno korištenje dvosmjernog protoka na navedenim interkonekcijama.

Izgradnjom navedenih objekata, koji bi trebali biti u radu 2019. godine, bitno će se 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).

Graf 11 Projekcija kriterija N-1 za razdoblje 2015.-2024. (izvor Plinacro)



#### 5.4.2. OSIGURANJE DVOSMJERNOG PROTOKA NA INTERKONEKCIJAMA

Kao što je već u poglavlju 4.1. 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, Mrežnim pravilima transportnog sustava od 01.06.2014. godine je omogućen povratni kapacitet (backhaul capacity) do iznosa uvoza, na svakoj od interkonekcija.

Pored toga operatori plinskih sustava, FGSZ i Plinacro, su pokrenuli pregovore u svrhu sklapanja odgovarajućeg ugovora za korištenje postojeće mađarske kompresorske stanice KS

Bata, čime bi se mogao omogućiti određeni protok i transport plina u smjeru Mađarske, ali isključivo na prekidivoj osnovi.

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 potom za puni kapacitet KS 2.

Ponovo valja naglasiti da su svi ovi navedeni objekti, osim za osiguravanje 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 izgradnju 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.

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 provodi dodatne mjere uravnoteženja.

Uravnoteženje transportnog sustava postiže se upravljanjem akumulacijom plinovoda, korištenjem energije uravnoteženja i smanjenjem ili obustavom preuzimanja/predaje prirodnog plina pojedinim korisnicima transportnog sustava prema redoslijedu kojeg je unaprijed dostavio svaki voditelj bilančne skupine za bilančnu skupinu koju organizira i vodi. Kako bi se korisnicima transportnog sustava omogućile pravovremene korektivne akcije, operator transportnog sustava im omogućava dostatne, pravovremene i pouzdane informacije o stanju uravnoteženja putem podataka iz informatičkog sustava SUKAP.

Sukladno odredbama Zakona o tržištu plina (NN 28/2013., 14/2014.) operator transportnog sustava dužan je nabaviti i uskladištiti plin za potrebe operativnih zaliha te se istima koristiti u svrhu osiguranja optimalnog vođenja transportnog sustava.

#### **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

Plinski transportni sustav je dosegao značajnu razinu razvijenosti, kako u svojoj teritorijalnoj rasprostranjenosti od gotovo 95 % i kapacitetima, tako i u povezanosti sa sustavima susjednih zemalja i tehnološkoj pouzdanosti i operativnoj sigurnosti. To je razvidno i iz dijela ovog plana koji je razmotrio sadašnje stanje sustava. Međutim, to razmatranje, kao i ostala, ukazala su na potrebu 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 slijedeći sljedeći:

- **PLINOFIKACIJA** je ključni razlog razvoja i izgradnje plinskog transportnog sustava kojem je cilj dosizanje 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 uzrokovana nedostatnim transportnim kapacitetima, ali i možebitnim 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** 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 plinovode 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 omogućuje 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 koji su van 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.

## **6.2. RAZVOJNI PROJEKTI**

U daljnjem razmatranju razvojni projekti Plinacra podijeljeni su na slijedeće grupe: plinovodi, mjerno redukcijske stanice, plinski čvorovi, kompresorske stanice, mjerni sustav, sustav nadzora i upravljanja, sustav tehničke zaštite, pogonski objekti i napuštanje objekata van funkcije.

### **6.2.1. PLINOVODI**

Provedbom Plana razvoja, izgradnje i modernizacije plinskog transportnog sustava u Republici Hrvatskoj 2002.-2011., koja je uspješno završena, dostignuta je visoka razina pokrivenosti teritorija Republike Hrvatske, modernim i pouzdanim plinskim transportnim sustavom dostatnih kapaciteta za hrvatsko tržište, ali 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), otvara mogućnosti značajnog tranzita našim plinskim transportnim sustavom i može bitno usmjeriti njegov daljnji razvoj.

Opcije otpreme prirodnog plina s budućeg LNG terminala u Omišlju su usmjerile razvoj značajnog dijela budućeg plinskog transportnog sustava. Početni otpremni plinovod za LNG Omišalj - Zlobin nastavlja bi se novim plinovodom Zlobin - Bosiljevo pa dalje, u istočnoj opciji, plinovodnim sustavom Bosiljevo - Sisak - Kozarac - Slobodnica, gdje bi se priključio na postojeći plinovod Slobodnica - Donji Miholjac - mađarski plinski transportni sustav. Tim pravcem bi bio moguć transport LNG za Mađarsku, Slovačku, Rumunjsku, Ukrajinu... (Baltik - Jadran sustav), ali i Srbiju. U srednjoj ili sjevernoj opciji otpreme LNG, od Bosiljeva bi se izgradio (fazno) novi plinovodni sustav Bosiljevo - Karlovac - Lučko - Zabok - Rogatec (Slovenija), koji bi osim dobave na domaće tržište omogućio dobavu na slovensko i austrijsko tržište, ali i tržišta u njihovom okruženju. Dio tog podsustava Lučko - Zabok - Rogatec ima još jedan dodatni značaj, bolje rečeno osnovni, ključni značaj za bolje uklapanje Republike Hrvatske u europske tokove prirodnog plina i za pouzdanost opskrbe.

Naravno, pored ove funkcije transporta LNG-ova oba podsustava osiguravaju i mogućnost transporta - tranzita kaspiskog plina iz IAP-a, 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.

Kao treća opcija otpreme LNG je planiran plinovod prema Sloveniji, Zlobin - Rupa - Kalce i to primarno za talijansko tržište, ali i za slovensko. Taj pravac bi se mogao koristiti i za transport-tranzit plina iz IAP-a, no, o redosljedju i dinamici gradnje tih otpremno-tranzitnih pravaca će odlučiti tržište. Ovim planom je to određeno temeljem preliminarnih istraživanja i spoznaja, odnosno preliminarnih očitovanja potencijalnih korisnika.

Uz ove plinovode, poglavito vezane uz projekte LNG i IAP, planirana je i izgradnja plinovoda Slobodnica-Sotin koji bi se nadovezao na interkonekciju sa srbijanskim plinskim sustavom Sotin - Bačko Novo Selo.

Ovim planom je planirano 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 čak tri 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 predviđeno je još u sklopu projekta Južni tok. Interkonekcija s talijanskim plinskim transportnim sustavom na pravcu Omišalj-Casal Borsetti uključena je samo kao opcija u slučaju proširenja omišaljskog LNG terminala.

Osnovne značajke razvojnih projekata transportnog sustava 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 redukcijskih 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 redukcijskih stanica. Zamjene određenih mjerno redukcijskih stanica su potrebne iz razloga zastarijevanja tehnologije postojećih i nemogućnosti rekonstrukcije postojećeg stanja, odnosno postojeći objekti bili bi zamijenjeni kontejnerskim tipom mjernom redukcijskih stanica. Zamjene i rekonstrukcije mjerno redukcijskih 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. 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.

Prva kompresorska stanica KS 1 planirana je na način da nevezano za realizaciju regionalnih strateških projekata, omogući dugoročnu fleksibilnost upravljanja transportnim kapacitetima te da zadovolji slijedeće kriterije:

- podizanje srednjeg vrijednosti radnog tlaka u podsustavima PN50 i PN75,
- interakciju PN50 i PN75 podsustava, kako bi se fleksibilnije izvršavale ugovorene obveze bez eventualnih posljedica za krajnje korisnike, posebice na 75 barskom sustavu
- omogućavanje traženih tlačnih uvjeta za nove energetske transformacije,
- omogućavanje prekidivog i dijelom stalnog fizičkog protoka u smjeru Mađarske.

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 predviđena visoka faza ili završetak izgradnje 2017.godine.

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.

Planirana dinamika ulaganja u KS 2 omogućava visoku fazu ili završetak izgradnje 2018. godine.

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, a posebice je bitna s aspekta sigurnosti opskrbe RH, jer, s obzirom na projekcije, pada domaće proizvodnje u 2019. RH neće imati zadovoljen kriterij N-1 u slučaju prekida transporta iz smjera Mađarske. Stoga je dinamika ulaganja u KS 3 definirana s visokom fazom ili završetkom izgradnje 2019. godine.

Sve tri kompresorske stanice KS 1, KS 2 i KS 3 u potpunosti u kompatibilne i s zahtjevima na transportni sustav u slučaju realizacije nekog od strateških projekata kao npr. IAP ili LNG.

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.

### 6.2.5. 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 sa

važecim 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 uobicajenu 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.

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.

Ovim projektom postojeći sustav mjerenja i prikupljanja podataka za obračun transporta nadogradit će se 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 podaci iz plinskih kromatografa. Podaci će sadržavati parametre o kemijskom sastavu i ogrjevnim vrijednostima plina na ulazima u sustav i u svim karakterističnim točkama transportnog sustava u kojima je prisutno miješanje plina iz više pravaca. To će omogućiti korištenje stvarnih dnevnih prosječnih ogrjevnih vrijednosti za izračun isporučene energije, umjesto sadašnje prakse korištenja rezultata analize uzoraka plina koji se uzimaju dva puta mjesečno, što predstavlja značajno unapređenje točnosti izračuna energije.

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

Mjerenje proteklog obujma plina obavlja se neprekidno na obračunskom mjernom mjestu, mjernom opremom koja se sastoji od plinomjera i pridruženog uređaja za pretvorbu obujma plina pod mjeriteljskim nadzorom Državnog zavoda za mjeriteljstvo RH.

Kontinuirano utvrđivanje kvalitete plina obavljat će se korištenjem opreme za utvrđivanje kemijskog sastava plina na karakterističnim točkama transportnog sustava. Množenjem izmjerenog korigiranog obujma plina s ogrjevnom vrijednosti plina na pripadajućem kromatografu, izračunavat će se količina preuzete/predane energije, odnosno navedena oprema koristit će se u fiskalne svrhe prilikom obračuna isporučene energije. Do završetka projekta, odnosno puštanja u rad mjerne opreme, izradit će se model obračunskog korištenja prosječne dnevne ogrjevne vrijednosti za sve sudionike na tržištu plina.

## **6.2.6. NADZOR I UPRAVLJANJE**

Najznačajnija ulaganja u grupu projekata sustava nadzora i upravljanja transportnim sustavom odnose se na komercijalno upravljanje kapacitetima sustava. Kako bi sve promjene na tržištu plina bile adekvatno praćene, nužna je nadogradnja mrežne infrastrukture kao i razvoj redundantnog pristupa internetu zbog osiguranja kontinuiteta poslovnih procesa za tržište plina. Također je potrebna nadogradnja optičkog i radiokomunikacijskog sustava nakon isteka radnog vijeka opreme, te nadogradnja ili zamjena SCADA sustava u 2020. godini.

### **6.2.6.1. NADOGRAĐNJA SCADA SUSTAVA - PLAN INVESTICIJA U SCADA SUSTAV (NDC I RDC)**

Počevši od 2016. u tri godine izvršila bi se zamjena sklopovske opreme NDC-a i RDC-a te nadogradnja na zadnju verziju programske opreme ABB Network Manager s pratećim programskim paketima.

Ciklus periodičke nadogradnje programske opreme Network Manager je 4 godine, a sami radovi traju oko dvije godine. Slijedeći ciklus nadogradnje programske opreme započinje 2021. godine, a završava krajem 2022. godine.

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 2024. godinu.

#### **6.2.6.2. UPRAVLJANJE KAPACITETIMA TS-A (SUKAP SUSTAV)**

Informacijski sustav za upravljanje kapacitetima TS-a (SUKAP-sustav) potrebno je razvijati i prilagođavati sukladno promjenama na tržištu plina u RH i EU, zahtjevima zakonske regulative za tržište plina te europskim mrežnim pravilima (Network Code) implementacija i primjena kojih je obvezna u sljedećih nekoliko godina.

Isto tako zbog važnosti SUKAP sustava za uredno odvijanje aktivnosti na tržištu plina potrebno je osigurati redundantnost kompletnog SUKAP sustava te kontinuitet provođenja poslovnih procesa za upravljanje kapacitetima transportnog sustava uz podršku SUKAP sustava, kao ključnih procesa za provođenje aktivnosti na otvorenom tržištu plina, korištenjem SUKAP-sustava na redundantnoj (sekundarnoj) lokaciji. Potrebna je i zamjena računalne opreme.

#### **6.2.6.3. 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.

#### **6.2.6.4. NADOGRADNJA RADIJSKOG KOMUNIKACIJSKOG SUSTAVA**

Za 2015. godinu planiran je projekt digitalizacije radijskog komunikacijskog sustava. Za 2021. godinu planirana je zamjena opreme sustava mikrovalnih linkova zbog dotrajalosti 15 godina nakon ugradnje i neprekidnog rada.

#### **6.2.6.5. NADOGRADNJA OPTIČKOG KOMUNIKACIJSKOG SUSTAVA**

U cilju zadržavanja postojećih i poboljšanja radnih parametara optičkog komunikacijskog sustava planirana je sustavna zamjena aktivne opreme OKS-a nakon isteka predviđenog radnog vijeka, u etapama po pojedinim dionicama sustava.

#### **6.2.6.6. REDUNDANTNI PRISTUP INTERNETU**

Za potrebe osiguranja kontinuiteta poslovnih procesa za tržište plina uz podršku SUKAP-sustava potrebno je osigurati redundantni pristup internetu odnosno uslugu od još jednog pružatelja usluge pristupa internetu te odgovarajuću infrastrukturu.

### **6.2.7. 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 energetske 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.

Trenutni sustav tehničke zaštite ugrađen je samo na objektima od posebnog značaja za tvrtku Plinacro d.o.o. i sastoji se od protuprovalnog sustava sa perimetarskom zaštitom, te sustavom video nadzora. No veliki nedostatak navedene zaštite je što se prijenos podataka obavljao putem GPRS prijenosa. Tim načinom prijenosa podataka nije bilo moguće prenijeti informacije sa sustava video nadzora, te su modemi ovih uređaja često ispadali iz rada. Također nadzorni centar za tehničku zaštitu trenutno se nalazi u sklopu Nacionalnog Dispečerskog Centra, te u njemu ne postoji osoblje osposobljeno za rukovanjem sustavom tehničke zaštite. Trenutno u nadzornom centru (NDC) nema informacije o trenutnom stanju sigurnosti na šticećenim objektima na kojima su instalirani sustavi tehničke zaštite.

Kako bi sustav tehničke zaštite zadovoljio Europsku direktivu EU 2008/114/EC o identifikaciji i određivanju europskih kritičnih infrastruktura i njihovoj poboljšanoj zaštiti potrebno je:

- nadograditi objekte koji posjeduju tehničku zaštitu,
- preseliti i nadograditi postojeći nadzorni centar, te angažirati ovlašteno osoblje za nadzor i upravljanje nadzornim centrom i sustavom tehničke zaštite,
- 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 perimetarske zaštite.

Cijelim sustavom upravljat će se iz novoga nadzornog centra koji će biti smješten u Kutini u poslovnoj zgradi tvrtke Plinacro d.o.o. te će se nadzor obavljati 24/7.

#### **6.2.8. POGONSKI OBJEKTI**

Izgradnja planiranih pogonskih objekata nužna je zbog izuzetno povećane izgrađenosti i geografske raširenosti plinskog transportnog sustava u posljednja dva investicijska ciklusa, te smanjivanja troškova operativnog održavanja.

#### **6.2.9. NAPUŠTANJE OBJEKATA VAN FUNKCIJE**

U ovu grupu projekata spadaju tehnološki objekti transportnog sustava koji nisu u funkciji. Za objekte navedene u tabličnom prikazu predviđeno je napuštanje u cilju pojednostavljenja i racionalizacije transportnog sustava, smanjenja troškova rada i održavanja, kao i podizanja sigurnosti i pouzdanosti opskrbe.

Tablica 11 Projekti plinskog transportnog sustava

PROJEKTI PLINSKOG TRANSPORTNOG SUSTAVA

Redni broj	NAZIV PROJEKTA	TEHNIČKE KARAKTERISTIKE PROJEKTA					Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		Nazivni promjer		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)						
1.	PLINOVODI	(mm)	(")									
1.1	Split - Zagvozd	800	32	52	75	205	pouzdanost opskrbe / konkurentnost / transport plina za susjedne zemlje / plinifikacija	2017.	2018.		TRA-N-068 6.21. G008	Plinovod 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.
1.2	Zagvozd - Ploče	800	32	50	75	205		2017.	2019.		TRA-N-068 6.21. G008	Plinovod će biti sastavni dio Jonsko - jadranskog plinovoda (IAP) i omogućuje daljnju plinifikaciju RH.
1.3	Zagvozd - Imotski - Posušje	500	20	22	75	73	transport plina za susjedne zemlje / interkonekcija s BiH / plinifikacija	2017.	2018.		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.
1.4	Ploče - Dubrovnik	800	32	103	75	205	pouzdanost opskrbe / konkurentnost / transport plina za susjedne zemlje / plinifikacija	2018.	2020.		TRA-N-068 6.21. G008	Plinovod će biti sastavni dio Jonsko - jadranskog plinovoda (IAP) i omogućuje daljnju plinifikaciju RH - Realizacija projekta vezana uz ostvarenje IAP-a.
1.5	Dubrovnik – Prevlaka - Dobreč	800	32	47	75	205	pouzdanost opskrbe / konkurentnost / transport plina za susjedne zemlje / interkonekcija s Crnom Gorom	2019.	2020.		TRA-N-068 6.21. 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.
1.6	Zadvarje - Brela	300	12	15	75	14,6	plinifikacija	2017.	2018.		N/A	Plinifikacija Makarske rivijere vezana uz ostvarenje projekta Split - Zagvozd.
1.7.	Osijek - Vukovar	500	20	30	75	73	tehnička opravdanost / pouzdanost opskrbe	2021.	2023.		N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije.
1.8.	Vukovar - Negoslavci	500	20	11	75	73		2022.	2023.		N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije.
1.9.	Donji Miholjac - Belišće	400	16	20	50	29	pouzdanost opskrbe	2016.	2016.	DA	N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe grada Osijeka i stvaranje preduvjeta za izgradnju novog bloka termoelektrane KKPE Osijek
1.10.	Donji Miholjac - Osijek (rekonstrukcija)	300	12	8	50	14,6	tehnička opravdanost	2016.	2016.	DA	N/A	Rekonstrukcija dijela postojeće trase (dionice) plinovoda zbog povećanja sigurnosti transporta plina.
1.11.	Slobodnica - Sotin	800	32	97	75	205	pouzdanost opskrbe / konkurentnost / transport plina za susjedne zemlje	2022.	2023.		TRA-N-070 - G009	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije te potencijalno dio Južnog toka.
1.12.	Sotin - Bačko Novo Selo	800	32	5	75	205	pouzdanost opskrbe / konkurentnost / transport plina za susjedne zemlje/ interkonekcija sa Srbijom	2022.	2023.		TRA-N-070 - G009	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije, potencijalno dio Južnog toka te interkonekcija sa srbijanskim plinskom transportnim sustavom, transport za susjedne zemlje
1.13.	Slobodnica - Bosanski Brod	700	28	5,1	75	146	interkonekcija s BiH/ transport plina za susjedne zemlje	2022.	2023.		TRA-N-066 - G006	Izgradnjom plinovoda ostvaruje se povezanost hrvatskog i plinovodnog sustava BiH i Republike Srpske.
1.14.	PČ Slobodnica - PČ Slavonski Brod (rekonstrukcija)	500	20	10,5	75	73	pouzdanost opskrbe / tehnička opravdanost	2017.	2017.		N/A	Povećanje pouzdanosti opskrbe plinom cijele istočne Slavonije, Slavonskog Broda i industrijske zone, rekonstrukcijom postojećeg dotrajalog i problematičnog plinovoda (ex produktovoda).
1.15.	Odjovni plinovod za MRS Slavonski Brod istok	500	20	2,6	75	73	plinifikacija / tehnička opravdanost	2017.	2017.		N/A	Omogućuje plinifikaciju i razvoj industrijske zone i riječne luke Slavonski Brod.
1.16.	Slatina - Velimirovac	200	8	47	50	4,4	tehnička opravdanost	2020.	2022.		N/A	Optimizacija 50-barskog podsustava i povećanje pouzdanosti opskrbe plinom
1.17.	Omišalj - Zlobin	1000	40	18	100	440	transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost / plinifikacija	2017.	2019.		TRA-N-090 6.5.3. -	Otprema plina s LNG terminala, opskrba postrojenja DINA plinom i plinifikacija otoka Krka.
1.18.	Omišalj – Casal Borsetti	800	32	146	150	205	transport plina za susjedne zemlje / interkonekcija s Italijom	2023.			TRA-N-083 6.5.4. -	Izgradnjom plinovoda ostvariti će se povezanost hrvatskog i talijanskog plinovodnog sustava u svrhu otpreme plina s LNG terminala. Realizacija projekta je vezana uz ostvarenje LNG terminala.
1.19.	Zlobin – Rupa (Kalce)	1000	40	33,8	100	440	interkonekcija sa Slovenijom / transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost	2022.	2023.		TRA-N-090 6.5.3. -	Izgradnjom plinovoda ostvariti će se povezanost hrvatskog i slovenskog plinovodnog sustava u svrhu otpreme plina iz LNG terminala. Realizacija projekta je vezana uz ostvarenje LNG terminala.



**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2015. – 2024.**

Redni broj	NAZIV PROJEKTA	TEHNIČKE KARAKTERISTIKE PROJEKTA					Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		Nazivni promjer		Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)						
1.	PLINOVODI	(mm)	(")									
1.20.	Zlobin - Bosiljevo	1000	40	58	100	440	transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost	2018.	2020.		TRA-N-075 6.5.2. G010/11	Otprema plina s LNG terminala, ovisno o investicijskim odlukama za LNG.
1.21.	Bosiljevo - Sisak	1000	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.
1.22.	Kozarac - Sisak	1000	40	20	100	440	transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost / tehnička opravdanost	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
1.23.	Kozarac - Slobodnica	800	32	128	75	205	transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost	2022.	2023.		TRA-N-075 6.5.2. G010/11	Otprema plina s LNG terminala ovisno o investicijskim odlukama za LNG i/ili IAP sustav
1.24.	Bosiljevo - Karlovac	700	28	38	75	146		2017.	2023.		TRA-N-086 6.6. -	Otprema plina iz LNG terminala i IAP sustava ovisno o investicijskim odlukama za LNG i/ili IAP sustav
1.25.	Karlovac - Lučko	500	20	33	75	73	2021.	2023.		TRA-N-086 6.6. -		
1.26.	Lučko - Zabok	700	28	43	75	200	transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost	2017.	2018.		TRA-N-086 6.6. -	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
1.27.	Rogatec - Zabok	700	28	34	75	200	transport plina za susjedne zemlje / pouzdanost opskrbe / konkurentnost / interkonekcija sa Slovenijom	2017.	2018.		TRA-N-086 6.6. -	Izgradnjom plinovoda ostvarit 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.
1.28.	Rogatec - Zabok (rekonstrukcija)	500	20	1,2	50	73	tehnička opravdanost	2016.	2016.	DA	N/A	Rekonstrukcija i izmještanje dijela trase plinovoda zbog povećanja sigurnosti transporta plina.
1.29.	Zabok - Kumrovec (rekonstrukcija)	150	6	2	50	2,9		2016.	2016.	DA	N/A	Rekonstrukcija i izmještanje dijela trase plinovoda zbog povećanja sigurnosti transporta plina.
1.30.	Lepoglava - Krapina (Đurmanec)	250	10	18	50	5,9		2019.	2020.		N/A	
1.31.	Kneginec - Varaždin II	300	12	25	50	14,6		2018.	2018.		N/A	Optimizacija 50-barskog podsustava i povećanje sigurnosti transporta plina postojećim 50-barskim podsustavom.
1.32.	Omanovac - Daruvar	150	6	16	50	2,9		2017.	2018.		N/A	
1.33.	PČ Kozarac - MRS Lipovica (rekonstrukcija)	100	4	2	50	1,5		2017.	2017.		N/A	
1.34.	Kozarac - KS Stručec (rekonstrukcija)	100	4	7	50	1,5		2017.	2017.		N/A	Rekonstrukcija dijelova postojećih plinovoda zbog povećanja sigurnosti transporta plina.
1.35.	PČ Ludina - PSP Okoli	500	20	2,6	75	73	tehnička opravdanost	2015.	2016.	DA	N/A	Povezivanje PSP Okoil s a 75-barskim podsustavom
1.36.	Lička Jesenica - Rakovica	400/500	16	20	75/50	73	transport plina za susjedne zemlje / plinifikacija	2022.	2023.		TRA-N-303 - G007	Omogućiti će transport plina za tržište BiH na pravcu Rakovica Bihać i plinifikaciju Rakovice, Slunja i okolnih naselja.
1.37.	Rakovica - Bihać	400/500	16/20	10	75/50	73	transport plina za susjedne zemlje / interkonekcija s BiH	2022.	2023.		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.
1.38.	Umag (Kovri) - Koper	300	12	8	50	14,6	interkonekcija sa Slovenijom	2022.	2022.		TRA-N-336 - -	Izgradnjom plinovoda ostvariti će se regionalna povezanost hrvatskog i slovenskog plinovodnog sustava.

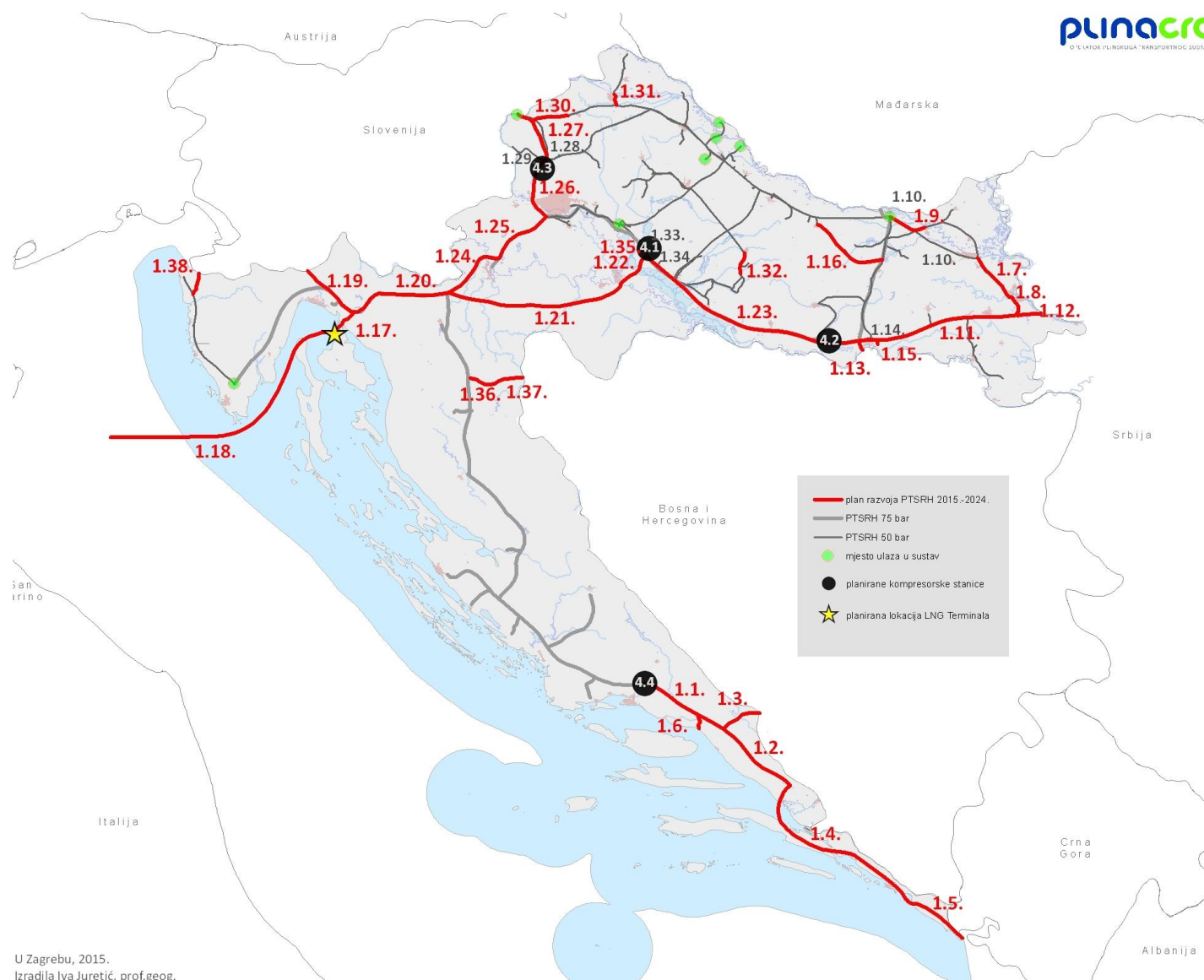
**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2015. – 2024.**

Redni broj	NAZIV PROJEKTA	TEHNIČKE KARAKTERISTIKE PROJEKTA			Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
		Kapacitet (m <sup>3</sup> /h)	Ulazni tlak (bar)	Izlazni tlak (bar)						
<b>2.</b>	<b>MJERNO REDUKCIJSKE STANICE</b>									
2.1	MRS Brela	2 x 4000			plinifikacija	2017.	2017.		Sastavni dijelovi projekata plinovoda, omogućavanje plinifikacije šireg područja	
2.2	MRS Zagvozd	2 x 4000				2017.	2017.			
2.3	MRS Ploče	2 x 4000				2019.	2020.			
2.4	MRS Pelješac	2 x 4000				2019.	2020.			
2.5	MRS Dubrovnik	2 x 4000				2019.	2020.			
2.6	MRS Rakovica	2 x 4000				2022.	2023.			
2.7	MRS Vrbovsko	2 x 4000				2022.	2023.			
2.8	MRS Začretje	2 x 4000			tehnička opravdanost	2023.	2023.		Zamjena postojećih MRS s tipskim MRS zbog dotrajalosti, zastarjele tehnologije	
2.9	MRS Legrad	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.10	MRS Gola	2 x 4000				2019.	2019.			
2.11	MRS Hampovica	2 x 4000				2019.	2019.			
2.12	MRS Suha Žbuka	2 x 4000				2018.	2019.			
2.13	MRS Podravske Sesvete	2 x 4000				2018.	2019.			
2.14	MRS Šandrovac	2 x 4000				2018.	2019.			
2.15	MRS Molve Selo	2 x 4000				2018.	2019.			
2.16	MRS Narta	2 x 4000				2018.	2019.			
2.17	MRS Graberje	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.18	MRS Kloštar Ivanić	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.19	MRS Poljana	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.20	MRS Banova Jaruga	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.21	MRS Veliki Grđevac	2 x 4000				2018.	2019.			
2.22	MRS Končanica	2 x 4000				2018.	2019.			
2.23	MRS Kuknjevac	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.24	MRS Brezine	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.25	MRS Sirač	2 x 4000				2018.	2019.			
2.26	MRS Okoli	2 x 4000				2018.	2019.			
2.27	MRS Sladojevci	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.28	MRS Čađavica	2 x 4000			2018.	2019.				
2.29	MRS Slavonski Brod Istok	120000			plinifikacija	2016.	2017.		Stvaranje preduvjeta za opskrbu planirane KKPE Slavnoski Brod, industrijske zone i riječne luke Sl.Brod	
2.30	MRS Osijek III (rekonstrukcija)				tehnička opravdanost	2015.	2015.	DA	Zamjena postojećih MRS s tipskim MRS zbog dotrajalosti i zastarjele tehnologije	
2.31	MRS Osijek II (rekonstrukcija)					2015.	2015.	DA		
2.32	MRS Zagreb istok II	120000				2015.	2016.	DA		
2.33	MRS Šenkovec	2 x 4000				2015.	2015.			
2.34	MRS Gradec	16000-20000				2015.	2016.	DA		
2.35	MRS Dugo Selo II	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.36	MRS Budrovac	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.37	MRS Donji Andrijevi	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.38	MRS Slavonski Brod	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.39	MRS Magadenovac	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.40	MRS Koška	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.41	MRS Marjanci	2 x 4000				2015.	2016.	DA		
2.42	MRS Dubrovčan	2 x 4000			2015.	2016.	DA			
2.43	MRS Kutina II	2 x 4000			2015.	2016.	DA			
2.44	MRS Omišalj	50.000		100/75	plinifikacija	2017.	2018.			

**DESETOGODIŠNJI PLAN RAZVOJA PLINSKOG TRANSPORTNOG  
SUSTAVA REPUBLIKE HRVATSKE 2015. – 2024.**

Redni broj	NAZIV PROJEKTA	TEHNIČKE KARAKTERISTIKE PROJEKTA				Razlog izgradnje	Godina početka izgradnje	Godina stavljanja u uporabu	Konačna investicijska odluka (KIO)	EU status	NAPOMENE
<b>3.</b>	<b>PLINSKI ČVOROVI</b>										
3.1	MRČ Ivanja Reka (rekonstrukcija)					2018.	2018.			Rekonstrukcije plinskih čvorova se planiraju izgraditi u cilju optimiziranog povezivanja i korištenja 50 barskog i 75-barskog plinskog transportnog sustava te osigurati preduvjet sigurne i pouzdane opskrbe Zagreba prirodnim plinom. Rekonstrukcija čvora MRČ Kozarac je nužna zbog sigurnosti opskrbe grada Siska i plinske elektrane.	
3.2	MRČ Zagreb istok					2016.	2017.				
3.3	MRČ Kozarac (rekonstrukcija)					2014.	2015.	DA			
<b>4.</b>	<b>KOMPRESORSKE STANICE</b>										
4.1	KS 1					2016.	2017.		TRA-N-334 -	Kompresorske stanice KS1, 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.	
4.2	KS 2					2017.	2018.		TRA-N-334 -		
4.3	KS 3					2018.	2019.		TRA-N-334 -		
4.4	KS Split								TRA-N-068 6.21. G008	KS Split predviđena je u skopolu realizacije IAP sustava.	
<b>5.</b>	<b>MJERNI SUSTAV</b> (kromatografi, analizatori)										
						2014.	2016.	DA		Sukladno pripremama zakona i podzakonskih akata nužno je uvođenje nove metodologije sustava mjerenja parametara kvalitete plina, prikupljanja i obrade podataka za fiskalnu primjenu.	
<b>6.</b>	<b>NADZOR I UPRAVLJANJE</b>										
6.1	Nadogradnja SCADA sustava					2016.	2018.	DA		U 2020. godini predviđa se modernizacija ili zamjena postojećeg SCADA sustava	
6.2	Upravljanje kapacitetima TS (SUKAP-sustav)					-	2015.-2023.	DA		Predviđa se dogradnja Sustava za komercijalno upravljanje kapacitetima transportnog sustava kako bi kontinuirane promjene na tržištu plina bile adekvatno praćene.	
6.3	Nadogradnja mrežne infrastrukture					2015.	2015.	DA		Za potrebe redundancije SUKAP sustava na lokaciji RDC Ivanić Grad planiran je projekt zamjene postojeće aktivne mrežne opreme, povećanje kapaciteta i brzine OKS-a na relaciji Zagreb-Ivanić Grad na 10 G bit/s.	
6.4	Nadogradnja radijskog komunikacijskog sustava					2015.	2015.	DA		Predviđena je zamjena opreme sustava mikrovalnih linkova 15 godina nakon ugradnje zbog dostajalosti i neprekidnog rada.	
6.5	Nadogradnja optičkog komunikacijskog sustava					2018.	2022.			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.	
6.6	Redundantni pristup internetu					2015.	2015.	DA		Za potrebe osiguranja kontinuiteta poslovnih procesa za tržište plina uz podršku SUKAP sustava potrebno je osigurati redundantni pristup internetu odnosno uslugu od još jednog pružatelja usluge pristupa internetu te odgovarajuću infrastrukturu.	
<b>7.</b>	<b>SUSTAV TEHNIČKE ZAŠTITE</b>										
						2015.	2017.	DA		Predviđen je moderniji sustav tehničke zaštite ključnih objekata transportnog sustava s nadzornim centrom.	
<b>8.</b>	<b>POGONSKI OBJEKTI</b>										
8.1	Rijeka					2014.	2015.	DA		Izgradnja pogonskih objekata je nužna zbog izuzetno povećane izgrađenosti i geografske raširenosti plinskog transportnog sustava sustava u posljednja dva investicijska ciklusa, te smanjivanja troškova operativnog održavanja	
8.2	Benkovac					2013.	2015.	DA			
8.3	Ogulin					2013.	2015.	DA			
8.4	Đurđevac					2016.	2016.	DA			
<b>9.</b>	<b>NAPUŠTANJE OBJEKATA VAN FUNKCIJE</b>	Nazivni promjer				Dužina plinovoda L (km)	Radni tlak (bar)	Kapacitet (GWh/d)			
		(mm)	(")								
9.1	Plinovod CPS Pepelana - MRS Suhopolje	150	6		50			2015.	2015.	DA	Predviđeno je napuštanje pojedinih tehnoloških objekata koji su van funkcije u cilju pojednostavljenja i racionalizacije transportnog sustava, smanjenja troškova rada i održavanja, kao i podizanja sigurnosti i pouzdanosti opskrbe.
9.2	Plinovod Ivanić Grad - Kutina	300	12		50			2015.	2015.	DA	
9.3	Plinovod Bjelovar - Križevci	150	6		50			2015.	2015.	DA	
9.4	MRS Ilova							2018.	2018.		
9.5	MRS Novska							2018.	2018.		
9.6	MRS Voloder							2018.	2018.		
9.7	MRS Gračenica							2018.	2018.		
9.8	MRS Repušnica							2018.	2018.		
9.9	MRS Čaginec							2018.	2018.		

Karta 4 Razvojni projekti plinskog transportnog sustava RH 2015.-2024



## 7. 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 2013. godini potrošnja energenata za pogon plinskog transportnog sustava dosegla je razinu od 22 000 000 kWh i to u dva osnovna energenta: dominantnog prirodnog plina s više od 93% udjela i 20 400 000 kWh, te električne energije s približno 7% udjela i 1.600.000 kWh.

Stoga je razumljivo da je prostor za povećanje energetske učinkovitosti najveći upravo u potrošnji prirodnog plina, koji se najvećim dijelom (86%) troši za predgrijavanje prirodnog plina prije isporuke korisnicima, a samo manjim dijelom (14%) 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 modulirajućim plamenicima) koja ima stupanj iskoristivosti 110%. Zamjenom navedene opreme Plinacro je, osim povećanja sigurnosti i pouzdanosti, uvelike smanjio potrošnju plina za predgrijavanje prirodnog plina. Do sada je modernizirano ukupno 28 kotlovnica. Na taj je način smanjena godišnja potrošnja plina za 700 000 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 času 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.

## 8. ZAKLJUČAK

Odrednicama *Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske* naglašena je ključna uloga i odgovornost operatora plinskog transportnog sustava 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 bi operator plinskog transportnog sustava, kao poveznica i okosnica ostalih plinskih sustava, omogućio svim tim sustavima, a time i nacionalnom gospodarstvu i 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!

Ove 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. Tako je on usmjeren na projekte kojima će se povećati učinkovitost, tržišna prilagođenost i pouzdanosti opskrbe, kao i tehničke 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 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 i PEI!

Kao što je već rečeno, u izradi ovog plana razvoja 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 i ostvariti dodatne ekonomske učinke za sektor prirodnog plina i cjelokupno gospodarstvo Republike Hrvatske.

Mora se naglasiti, da ostvarivanje ovakvog sveobuhvatnog razvojnog plana zahtjeva izuzetno velika ulaganja, ali postojeći financijski potencijali operatora plinskog transportnog sustava Plinacro d.o.o. nisu dovoljni za provedbu svih planiranih projekata pa će se, pored prihoda ostvarenih odobrenim iznosima tarifnih stavki za transport plina, morati usmjeriti i drugim izvorima financiranja. EU fondovi su sigurno, osobito zbog njihovih pozicija na prethodno navedenim listama, zanimljivi i izgledni.