

# Budućnost opskrbe hrvatskog tržišta plinom s motrišta uvozne infrastrukture

S. Kolundžić

PREGLEDNI ČLANAK

Nakon uspješne realizacije prvog uvoza prirodnog plina za hrvatsko tržište, u dalekoj 1978. godini, tijekom proteklih tridesetak godina su osmišljena, ali ne i realizirana, tri projekta za opskrbu dodatnim količinama; uvoz alžirskog plina (pregovori su trajali od 1980. do 1988.), prvi projekt izgradnje terminala za uvoz ukapljenog prirodnog plina (1990. do 1995.), drugi projekt izgradnje terminala (aktivnosti započele 2003.). Na žalost, niti jedan nije ostvaren.

Uz te projekte, nakon 2000. su nicali međunarodni regionalni projekti; Nabucco Pipeline, Južni tok (South Stream), Transjadranski plinovod i Jadransko-Jonski odvojak (Trans Adriatic Pipeline and Ionic-Adriatic Pipeline). Svaki od tih projekata, pod uvjetima da se realiziraju, mogao bi biti nositelj dodatne opskrbe plinom hrvatskog tržišta. Ti, kao i noviji projekti, gledajući potrebe hrvatskog tržišta u skoroj budućnosti, (2014.), kada istječe ugovor između INE i ENI-a o uvozu plina, svi su odreda zakašnjeli. Uz to, država mora osnažiti postojeću ili donijeti novu Energetsku strategiju. To tim više što bi RH trebala u 2013. postati punopravna članica Europske Unije a energetsko tržište biti potpuno otvoreno. Te zgusnute obveze i termini nameću vladi žuran postupak za reorganizacijom energetskog sektora u nadležnom ministarstvu.

Iskustvo nalaže skepsu oko podobnosti postojeće infrastrukture za uvoz dodatnih količina plina za domaće tržište. Idejno rješenje, ponuđeno od strane stručnjaka tvrtke Plinacro za isporuku ukapljenog prirodnog plina na način da se u prvoj fazi izgrade instalacije za privez metanijera i uređaji za istovar ukapljenog prirodnog plina, a u drugoj fazi plutajući terminal, prošlo je bez odaziva. Pogotovo u nadležnom ministarstvu. Formalno, u 2013., konzorcij za LNG terminal na Krku razmotrit će nastavak aktivnosti za gradnju terminala. No, u međuvremenu je došlo do velikih promjena na tržištu plina; uslijed krize potrošnja plina pada, a postojeći europski LNG terminali u posljednje dvije do tri godine, rade s minimalnim kapacitetom. Planirani terminal na otoku Krku je bio dimenzioniran da s dvije trećine kapaciteta opslužuje strana tržišta. Danas su ta tržišta, pogotovo nakon puštanja u rad neke infrastrukture za europsku opskrbu kao što je Sjeverni tok, opskrbljena s dostatnim količinama plina, a u skoroj budućnosti će se vidjeti hoće li se u Europi ponoviti američki uspjeh u razradi i privođenju proizvodnji nekonvencionalnih rezervi plina.

*Ključne riječi:* opskrba plinom, ukapljeni prirodni plin - UPP, nekonvencionalne rezerve plina, diverzifikacija izvora i putova opskrbe

## 1. UVOD

Nafta i plinska industrija na ovim prostorima već je više od pola stoljeća generator velikih i kompleksnih projekata. Dovoljno dugi radni vijek u naftnoj industriji daje uvid u sudbinu mnogih ideja i projekata. Ima ih više koji su (pre)dugo pripremani, pa im je umakao konjunktorni ciklus. A ima i lukrativnih projekata koji nisu bili realizirani. Među takovima su predmet pažnje, za ovu prigodu, projekti za dodatnu opskrbu prirodnim plinom iz uvoza, hrvatskog i regionalnog tržišta. Njihovi spomenici bi popunili omanje groblje, ali za sada, spomenimo tri. Odmah nakon uspješne realizacije uvoza (ruskog) plina za hrvatsko i slovensko tržište, 1978. godine, INA i slovenski prethodnik Geoplina su započeli pripremu uvoza alžirskog plina. Pregovori s dobavljačem i transporterima su završeni u 1987. godini. Administracija bivše državne zajednice nije odobrila potpis ugovora. Niknuo je projekt UPP/LNG terminala u 1990., zaustavljen u 1995. i obnovljen iza 2000., s djelomice novim konzorcijem i poboljšanom tehnologijom.

U posljednjih dvanaestak godina, utemeljeno je nekoliko međunarodnih regionalnih projekata koji bi načelno mogli imati funkciju opskrbe hrvatskog tržišta, ali njihova je sudbina još neizvjesna. Od projekata se

očekuje da zadovolje ključne uvjete: dostupnost, raspoloživost, a naročito priuštivosti kao i uvjet diverzifikacije izvora i putova opskrbe. U javnosti se često barata s prednostima ovog ili onog projekta, bez dovoljnog poznavanja komercijalne i geopolitičke pozadine koje neki projekt nose. Uz to se spominju velike izgubljene zarade, nakon što se čuje da nismo uključeni u neki projekt. Zaboravlja se da zarađu ostvaruju investitori, a države mogu imati značajnu posrednu korist. Nedoumice javnosti su prirodne. Ozbiljan je problem kad je državna administracija raspolučena nedoumicama. Sudbina nerealiziranih, formalno projekata na čekanju, podsjeća na priču o Buridanovom magarcu koji je uginuo od gladi ispred dvije hrpe sijena jer se nije mogao odlučiti s koje hrpe će jesti. Vidljiv je nedostatak strategije.

## 2. KRATKA POVIJEST PROJEKATA ZA OPSKRBU HRVATSKOG TRŽIŠTA PLINOM

U posljednjih trideset i dvije godine, radilo se na više različitih projekata za dodatnu opskrbu hrvatskog tržišta prirodnim plinom. Početkom osamdesetih godina proteklog stoljeća, tada jedini proizvođač i dobavljač

prirodnog plina iz uvoza INA-Naftaplin, sa slovenskim prethodnikom današnjeg Geoplina, otvorio je pregovore sa Sonatrachom i talijanskim transporterom, s ciljem uvoza alžirskog plina, (preko Tunisa i Transmediteranskog plinovoda, te uzduž talijanskog kopna do slovenske granice, te preko Slovenije u Hrvatsku). Pregovori su zaključeni 1987. godine. Sukladno propisima bivše državne zajednice, prije potpisivanja ugovora trebalo je ishoditi potrebne suglasnosti savezne administracije o dugoročnom deviznom zaduženju i deviznom plaćanju. To je već bilo predvečerje raspada Jugoslavije. Međurepubličke tenzije su dobivale na intenzitetu i potrebne suglasnosti su, neopravdano, odbijene. Slovenski republički organi su tu činjenicu ignorirali i potpisali ugovor, a iza 1990. započeli s uvozom alžirskog plina u količini 400 milijuna m<sup>3</sup>/g (14 153 milijuna ft<sup>3</sup>/g). Hrvatska se administracija držala legalističkih načela i tako nije potpisan ugovor za uvoz 600 milijuna m<sup>3</sup>/g (21 230 milijuna ft<sup>3</sup>/g) za potrebe hrvatskog tržišta. Radi pune istine treba reći da je zbog skorog rata i raspada zemlje, već iza 1990. godine padala potrošnja plina, pa je i Slovenija imala problem viška (alžirskog) plina, tijekom nekoliko narednih godina. Tako je završio prvi pokušaj osiguranja nove opskrbe plinom za hrvatsko tržište, iz diverzificiranog izvora i s novim transportnim putovima i partnerima.

Na samom kraju 1989. godine, nakon što je gore spomenuti projekt zaustavljen, na inicijativu tvrtke iz tadašnje Čehoslovačke (Metalimex), austrijskog OMV i INE, došlo je do formiranja konzorcija za gradnju terminala u Jadranu za uvoz ukapljenog prirodnog plina (UPP, engl. LNG). Oko tog projekta su se okupili i francuski Total, čehoslovački Transgas, (kasnije preuzet od RWE-a), mađarski prethodnik MOL-a (OKGT) i Geoplin. Do izbivanja rata, članovi su bili Naftagas i Energoinvest. Konzorcij je poduzeo sve potrebne radnje za istraživanje podobne lokacije za terminal, istraživši desetak potencijalnih, od kojih tri na otoku Krku. Završena je i sva potrebna dokumentacija. Ukupni troškovi su bili na razini desetak milijuna dolara. Rasplamsavanje rata i širenje u BiH dovelo je do toga da je financijski konzultant završio ekonomsko-financijsku studiju (1994.) sa zaključkom da u uvjetima ratnih djelovanja, niti jedna financijska institucija neće financijski pratiti projekt. U 1995. članovi konzorcija donose odluku o zaustavljanju aktivnosti i zamrzavanju projekta do daljnega. Iako su tijekom svibnja do rujna te godine, vojno-redarstvenim akcijama i djelovanjem međunarodne zajednice, okončane ratne aktivnosti, projekt je ostao u hiberniranom stanju. Tržišne okolnosti u odnosu na vrijeme prije 1990. su se promijenile. Većina partnera iz konzorcija je, u međuvremenu, ugovorila novi uvoz plina, uglavnom iz Rusije i nešto malo, u to vrijeme, skupog norveškog plina. Slovenija je bila u konzorciju ali nije trebala plin. A ni Hrvatska još nije trebala nove količine. Rat a potom vrijeme tranzicije, učinile su svoje. Industrija je nestajala a poduzetništvo je izostalo. Valja reći da je Rusija bila protiv tog projekta iako to nije rečeno izriječno. Upravo ta činjenica je olakšavala članovima konzorcija sklapanje novih ugovora uz povoljne uvjete. Stekle su bolju

pregovaračku poziciju. Tako je terminal ostao bez dovoljno velikog tržišta potrošnje plina.

Ovdje vrijedi zastati na trenutak da se podsjetimo jedne notorne činjenice koju se često zaboravlja. Svaki projekt, da bi zaživio, mora imati; a) tržište prodaje, u ovom slučaju plina, b) tržište nabave, u ovom slučaju opet plina, c) investitore i raspoloživi kapital. Uza sve to, svaki projekt je određen u vremenu i prostoru. Ako je neizvjesno vrijeme završetka investicijskog objekta u očekivanom/planiranom vremenu, ulagači će potražiti druga rješenja na drugom mjestu.

To se desilo sa spomenutim projektom a ponovit će se i deset godina kasnije, s ponovno oživljenim projektom LNG terminala, ovaj puta na novom konceptu. Tijekom 2002. i 2003. godine u međudržavnim kontaktima Hrvatske i Katara, Katargas je izrazio interes za gradnju LNG terminala na lokaciji u sjevernom Jadranu, uz značajna vlastita ulaganja. Onodobni Predsjednik RH, S. Mesić i ministar u vladi, R. Čačić, usmjerili su daljnje razgovore na INU. Tržišna studija je pokazivala da tržišta RH, BiH i Slovenije, sa svojom aktualnom i očekivanom potražnjom nisu mogla osigurati donji prag rentabilnog kapaciteta terminala, oko 4,5 milijardi m<sup>3</sup>/g, (159,2 milijardi ft<sup>3</sup>/g). Trebalo je tražiti nova tržišta na zapadu, sjeveru i istoku od Hrvatske. U međuvremenu, Katargas je našao zajednički jezik s ExxonMobilom za gradnju terminala u Rovigu, južno od Venecije, ocjenjujući da je talijansko tržište dovoljno otvoreno i za razliku od tržišta u zemljama tranzicije, cjenovno atraktivno, s godišnjom potrošnjom od preko 70 milijardi m<sup>3</sup> plina godišnje (2,5 bilijuna ft<sup>3</sup>/g) dovoljno moćno za veći terminal. S Inom su prestali kontaktirati. Taj projekt je realiziran i u radu je. (U veljači 2012., u vrijeme oštih hladnoća i nestašice plina u više europskih zemalja pa i Italiji, javljeno je da je terminal u Rovigu izvan rada jer brodovi ne mogu pristajati na istovar!).

U 2004., velika njemačka energetska kompanija E.ON je tražila kontakt s Inom, predlažući realizaciju LNG terminala, na ranije odabranoj lokaciji na Krku. Nakon što su upoznati s ugovornim obvezama i pravu prvenstva starog konzorcija, dogovoren je sastanak s vodstvom. Zaključeno je da su članovi konzorcija spremni obnoviti aktivnosti i ući u zajedničku realizaciju projekta terminala. U naredne dvije godine ispregovaran je novi konzorcijski ugovor između starih članica i E.ON-a, a u 2006. su pokrenute aktivnosti na pripremi potrebne dokumentacije. Vlada RH je bila obavještavana o svim fazama. Obaviještena je i o tome da Ina nema tržišnih potreba ni mogućnosti da zadrži svoj udio u projektu od 22% te da je spremna zadržati 10% a ostatak udjela ustupiti domaćim ili stranim zainteresiranim tvrtkama. Kako nije bilo reakcije, internim odlukama je slobodan kapacitet ponuđen članovima konzorcija. U lipnju 2006. godine predsjednik vlade traži izmjene ugovora na način da hrvatskoj strani pripadne „najmanje 25% udjela za hrvatske tvrtke“. Nakon tri do četiri mjeseca konzultacija članovi konzorcija su bili spremni udovoljiti i tom zahtjevu te uz INU, u kvotu hrvatskih tvrtki prihvatiti HEP i Plinacro s 25% ukupnog udjela. Aktivnosti idu dalje. Potrošeno je više desetaka milijuna eura na pripremu dokumentacije i prethodne radove. Nakon završetka dokumentacije u 2009. godini konzorcij

podnosi nadležnim institucijama RH zakonom predviđenu dokumentaciju za ishođenje lokacijske dozvole.

U 2008. godini javlja se američka financijska kriza. Naredne godine ona se pretvara u ekonomsku krizu i preljeva u Europu. Tijekom 2009. i 2010. na segmentiranom svjetskom tržištu plina (SAD, Europa i Daleki istok) bilježi se smanjenje energetske potrošnje. Tako i potrošnja prirodnog plina u EU pada za više od 6%, a najprije se smanjuje uvoz prirodnog plina u ukapljenom stanju. Posljednje tri godine europski terminali za uvoz ukapljenog prirodnog plina imaju iskorištenje instaliranih kapaciteta ispod 50%. Nadležni organi RH nisu odbili, ali nisu niti izdali lokacijsku dozvolu. U tim okolnostima konzorcij donosi odluku o zaustavljanju aktivnosti, s obvezom da u 2013. preispita opravdanost njihova nastavka.

U 2010. godini, potrošnja plina u EU je iznosila 570 milijardi m<sup>3</sup> (20,2 bilijuna ft<sup>3</sup>), s prognozama postupnog oporavka, predviđajući potrošnju od 630 do 650 milijardi m<sup>3</sup> (22,3 bilijuna ft<sup>3</sup> do 23,0 bilijuna ft<sup>3</sup>) u 2025. i oko 700 milijardi m<sup>3</sup> (24,8 bilijuna ft<sup>3</sup>) u 2030. U međuvremenu život donosi nova iznenađenja koja planirani terminal, s kapacitetom prve i druge faze od oko 15 milijardi m<sup>3</sup> (531 milijardi ft<sup>3</sup>) godišnje, mogu učiniti nepotrebnim za dulje vrijeme barem na ciljnim tržištima opskrbe!

Naime, između 2000. i 2005., u SAD-u je osmišljena nova tehnologija bušenja i privođenja proizvodnji prirodnog plina iz nekonvencionalnih rezervi. Te rezerve su od ranije poznate. Radi se o plinu koji zaliježe u kolektorima glinovitim škriljaca, odnosno šejlova. U SAD su primijenili novu tehnologiju s izuzetnim uspjehom. Između 2006. i 2010. domaća proizvodnja plina u SAD-u iz nekonvencionalnih rezervi je rasla od nule do 123 milijarde m<sup>3</sup> (4,4 bilijuna ft<sup>3</sup>). Izvori EIA navode čak podatak od 136 milijardi m<sup>3</sup> (4,8 bilijuna ft<sup>3</sup>). Uvoz LNG-a je prestao. U SAD-u se već razmišlja da se postojeće LNG terminale preuredi za izvoz njihovih viškova plina, u ukapljenom stanju! Američki uspjeh u istraživanju i privođenju proizvodnji ležišta s nekonvencionalnim rezervama, posebno američka tehnologija i iskustvo u izradi horizontalnih bušotina, opremanja i sekcijskog napucavanja u proizvodnim kolektorima te sekcijskog hidrauličkog razdiranja pribušotinskih zona radi povećanja propusnosti nisu dovoljno poznati široj javnosti<sup>12</sup>, pa su pomalo i mistificirani (bilješka 1). Dovoljno za izazivanje oporbe civilnih udruga. Umjesto detaljnijih razglabanja tog tehnološkog prodora, obratimo pažnju na neke posljedice spomenutih američkih uspjeha u proizvodnji plina, koje odražavaju niže navedena informacije, (Dnevne informacije Ine od 23. siječnja 2012.):

- U SAD snižene cijene električne energije zbog jeftinog plina,
- NextEra Energy zamrznila planove gradnje vjetro-agregata.

Naravno to su ilustracije a ne preporuke. Ali su znakovite. Međutim velika očekivanja u Europi, (ne samo u EU!), da joj se „posreći“ ponoviti američki uspjeh istraživanja i privođenja proizvodnji nekonvencionalnih rezervi, nije bez osnova. Tako Poljska očekuje uspješni

početak proizvodnje u 2014. a nada se da će proizvodnja biti toliko velika da ju učini samodostatnom u opskrbi plinom.<sup>12,15</sup> Podsjetimo se, Poljska je u 2010. proizvela 4,1 milijardi m<sup>3</sup> (145 milijardi ft<sup>3</sup>) a potrošila 12,9 milijardi m<sup>3</sup> (456 milijardi ft<sup>3</sup>) plina. Poznavatelji geoloških osobitosti oko perspektivnih slojeva (šejlova) u Poljskoj napominju da oni zaliježu na dvostruko većoj dubini od nekih američkih. Dubina od 2 400 do 4 250 m otežava bušenje i druge radove i konačno poskupljuje svaku proizvedenu jedinicu plina. Procjene rezervi u poljskom Baltičkom bazenu se kreću oko 50 000 milijardi m<sup>3</sup> (1 769 trilijuna ft<sup>3</sup>). I Ukrajina polaže velike nade. Čak tolike da bi u narednih desetak godina postala izvoznicom plina! (U 2010. je proizvela 18,6 a trošila 46,9 milijardi m<sup>3</sup> plina – proizvela 686 milijardi ft<sup>3</sup> a trošila 2,1 bilijuna ft<sup>3</sup>.)

Konzultantska tvrtka Wood Mackenzie je ocijenila europski potencijal proizvodnje plina iz nekonvencionalnih rezervi na 60 milijardi m<sup>3</sup> (2,1 bilijun ft<sup>3</sup>) na godinu.<sup>9,14,15</sup> Ako se to ostvari prije nego se završe neki projekti, (LNG terminal, Nabucco itd.), teško da će i biti pokrenuti.

Nacionalni interesi članica EU i velika očekivanja od istraživanja nekonvencionalnih rezervi, posebno u Njemačkoj, Francuskoj, V. Britaniji i Poljskoj, kao i skupni interesi Europske unije da se smanji ovisnost o uvozu energenata, u ovom slučaju, ovisnost o uvozu prirodnog plina iz Rusije i na kraju, iako ne i zadnje, geopolitički interesi, jaki su vjetar u leđa rečenim istraživanjima. Stručni krugovi su optimistični unatoč podacima da će cijene bušotina u Europi biti više od onih u SAD. Tako se govori o cijeni od 10 do 15 milijuna dolara za bušotinu u šejlovima, koje su u SAD-u stajale oko 5 milijuna dolara, a čak 18 do 28 milijuna za bušenje u gustim stijenama (tight gas).

Globalna predviđanja su računala s izradom 35 000 bušotina (bilješka 2) u 2011., od čega je veliki broj u Kini.<sup>3</sup>

Sve je ovo navedeno kako bi se predočili mogući razlozi zbog kojih bi 2013. aktivnosti na LNG terminalu mogle biti odgođene ili trajno zaustavljene. Tim više nas treba čuditi potpuni stručni i javni muk na opetovano iznašano ideju stručnjaka tvrtke Plinacro o alternativnom, modernijem, jeftinijem i k tome održivom rješenju. O tome će još biti govora u zaključcima.

### 3. OSTALI PROJEKTI REGIONALNE OPSKRBE PLINOM I BURIDANOVE DILEME

Tijekom posljednjih desetak godina, razne tvrtke su promovirale nove projekte opskrbe raznih regija u Europi. Neki projekti kao Sjeverni tok (North Stream), imaju neizravan utjecaj na opskrbu jugoistočne Europe u kojoj se nalazi i Hrvatska. Neki su predviđeni u susjednim zemljama. To je slučaj s Nabucco projektom. Neki, kao Južni tok (South Stream), u početku su nudili opskrbu i hrvatskom tržištu. Od svih je preostao Trans-Jadranski plinovod (Trans Adriatic Pipeline) s Jadransko-Jonskim odvojkom (Ionian-Adriatic Pipeline), uzduž istočne jadranske obale.<sup>5,6</sup>



Projekt Nabucco je nastao 2000. godine u OMV-u. U konzorcij su ušle slijedeće kompanije: mađarski MOL, turski BOTAS, bugarski Bulgargaz, (danas Bulgarian Energy Holding), i rumunjski Transgaz. Pridružio se RWE, a očekivalo se da će pristupiti i njemački Bayerngas. Od samog početka se računalo na opskrbu plinom iz kaspiskih izvora. Azerbajdžan, Kazahstan i Turkmenistan su raspolagali rezervama plina od više desetaka milijardi m<sup>3</sup>.<sup>1,4,10,11</sup> Plinovod je planiran za transport 20 do 28 milijardi m<sup>3</sup>/g (707,7 do 990,7 milijardi ft<sup>3</sup>/g), na razdaljini od oko 3 300 km. U početku su potrebna ulaganja ocjenjena na oko 5-6 milijardi dolara, danas se govori o 7,9 milijardi eura, a stručnjaci misle da će i taj iznos biti značajno premašen. A nisu jedini. (Čelnik EU govori o 14 a mađarski ministar za razvoj, čak o 26 milijardi eura.<sup>7,10,11,16</sup> Planiralo se da bi se 11-12 milijardi m<sup>3</sup> (389,2-424,6 milijardi ft<sup>3</sup>) plina trošilo na tržištima uzduž trase plinovoda a 13-14 milijardi m<sup>3</sup> (460-495 milijardi ft<sup>3</sup>) bi se preuzimalo u plinskom čvorištu u Baumgartenu. Dugo se računalo na gotovost projekta u 2011./12. Od samog početka su se naslućivale tenzije u konzorciju, jer su neke zemlje koketirale s drugim projektima i interesima. A onda, prije oko pet godina, objavljeno je da je Gazprom dugoročno zakupio sve viškove plina u Kazahstanu i Turkmenistanu. Azerbajdžan nije mogao nuditi za ugovaranje veću isporuku od desetak milijardi m<sup>3</sup> plina. Iran, kao opskrbna alternativa, u stalnom je sukobu s međunarodnom zajednicom i posve je neizvjestan kao isporučitelj plina. Na drugoj strani Irak, nakon ratnih razaranja i ulaska u obnovu proizvodnje nafte i plina, daje nadu da se može računati na opskrbu plinom Nabucco projekta. U 2009. je objavljeno da su OMV i MOL, posljednjih godina dva nepomirljiva rivala, kupili udjele u iračkom Pearl Petroleumu, tvrtki za proizvodnju plina. MOL je kupio 10% dionica, (plativši ih svojim dionicama?). Pearl Petroleum ima plinsko polje Khor Mor u iračkom dijelu Kurdistana, u koje je (zajedno s Dana Gas PJSC iz Ujedinjenih Emirata) uložio 605 milijuna dolara (Poslovni dnevnik, 19.05.2009., str. 10). Računa se na proizvodnju plina od 2,57 milijuna m<sup>3</sup> (90,9 milijuna ft<sup>3</sup>) dnevno ili 950 milijuna m<sup>3</sup> (33,6 milijardi ft<sup>3</sup>) godišnje, s očekivanjem da će ta proizvodnja do 2014. porasti 33 puta! (bilješka 3). Irak je još uvijek mogući izvor opskrbe, ako se projekt Nabucco održi. Jedan drugi dnevni list, (Vjesnik od 20.07.2009., str.20), je izvještavao da je Irak ponudio oko 15 milijardi m<sup>3</sup>/g (530 milijardi ft<sup>3</sup>) plina za projekt Nabucco. Irak svakako ima značajan izvozni potencijal budući da uz suhi plin proizvodi i mnogo otopljenog plina, (koji prati proizvodnju nafte). U 2009. su i drugi listovi izvještavali o Nabuccu i navedenim izvorima opskrbe. (bilješka 4). A onda je taj projekt otišao u medijsku tišinu. U prosincu 2011., prigodom održavanja 20. Svjetskog naftnog kongresa (WPC) u Dohi, Nabucco projekt je naširoko aktualiziran u prigodnom tisku, diskusijama i člancima.<sup>7,10,11,16</sup> Izgledalo je da bi projekt mogao ići u izvedbu. Kakvo značenje to ima za hrvatsko tržište prirodnog plina? Od samog nastanka tog projekta, hrvatske tvrtke nisu kontaktirane o mogućem pridruživanju osnivačima projekta. Hrvatska službena politika također nije pokazivala interes za taj projekt. Ipak, realizacija Nabucco projekta bi imala golemo

pozitivno djelovanje u srednjoeuropskoj regiji, kako utjecajem na sigurnost opskrbe, tako i pozitivan cjenovni utjecaj. U nekom srednjoročnom razdoblju, prije nego li se ugovore sve količine i puni kapacitet plinovoda, otvorene su mogućnosti da se osigura dio opskrbe, računajući na taj tok plina. A ako se to i ne dogodi, samo postojanje tog projekta je uglovni kamen dobre opskrbe u regiji, i disocijacije (pre)jakih utjecaja sadašnjih opskrbljivača i napokon mogućnost za interventnu opskrbu u slučaju kriza kakva se ponovila i u veljači 2012. Nabucco projekt je imao najveću šansu za pokretanje u 2009. kada je Europa bila pogođena drugim ukrajinsko-ruskim sporenjem oko cijena, a koji je završio prekidom transporta ruskog plina u Europu. No, projekt nije dobio posvemašnju političku potporu. Da li samo radi neosiguranih dostatnih količina plina za ugovaranje? Moguće je. Raspoloživih desetak milijardi kubnih metara nije dovoljno da se pokrene građenje plinovoda trostruko većeg kapaciteta. Ako se danas čini da EU politika daje čvršću potporu projektu, valja znati da sada ima više projekata koji računaju na iste izvore opskrbe. K tome, Južni tok je ozbiljan takmac Nabuccu, iako je i sam neizvjestan. Pobjedu će izvojevati onaj koji prvi uđe u rad i sklopi ugovore s „potrošačima“. Kada su relevantna austrijska tijela tijekom ožujka 2012. dala prednost Nabuccu pred Južnim tokom, iz Gazproma se čulo da će njihov projekt zaobići Austriju.

Izbor vremena (2006.) i prostora (predsjednik V. Putin u Moskvi) za objavu namjere gradnje Južnog toka, potom i snažna gospodarska i diplomatska aktivnost prema zemljama, posebno onima u kojima je Južni tok rival Nabuccu, bili su pomno odabrani, između ostalog, i radi ometanja konkurentskog projekta. Prema javnim informacijama s 20. Kongresa, treba se očekivati potpis ugovora za prvih 10 milijardi m<sup>3</sup> (353 milijardi ft<sup>3</sup>) plina s partnerima u Azerbajdžanu, (računajući na drugu fazu proizvodnje s polja Shah Deniz), uz razmatranje ugovaranja narednih 10 do 15 milijardi m<sup>3</sup> (353-530 milijardi ft<sup>3</sup>) u Turkmenistanu, za čiji transport treba čekati izgradnju Transkaspiskog plinovoda, TCP. Vjeruje se da ta zemlja, i uz ugovorne obveze prema Gazpromu a u novije vrijeme i prema Kini, ima dovoljan potencijal za novu rastuću proizvodnju (bilješka 5). 2018. godina, kad je predviđen početak rada Nabucco plinovoda još je daleko. Tijekom prve dekade veljače (2012.) moglo se pročitati da je vodstvo projekta predalo turskoj administraciji Studiju utjecaja na okoliš. Ako bi ona bila prihvaćena a ranije spomenuti ugovori potpisni, onda bi to bilo ohrabrujuće, ali sve neizvjesnosti nisu otklonjene. 21. veljače 2012. je objavljeno, (Dnevne informacije INE br.15.2.12.), da je konzorcij Nabucco projekt predložio smanjenje kapaciteta na polovinu i „polaganje plinovoda samo između Bugarske i Austrije, radi toga što nema interesa investitora i nema plina za ugovaranje.“ Da li je došlo vrijeme za 'rekvizijem' tom projektu? Vjerojatno ne. Taj projekt je u Austriji dobio potporu kao nikad do sada.

Njegov glavni takmac za opskrbu iste regije, Južni tok, formalno još uvijek operira s 2015. za početak rada prve faze a 2018. za potpuni završetak. Projekt za Južni tok je predviđao da se od Novorosijska plinovod položi po dnu Crnog mora prema Burgasu u Bugarskoj. Tamo bi se

trebao granati na južni krak prema Grčkoj i Italiji, s podmorskim prijelazom preko Jadrana u Otrantu, a sjeverni krak preko Srbije u Mađarsku, Sloveniju i Italiju. Od 2006. taj projekt postaje školski primjer korištenja geopolitičke poluge, a istodobno i mrkve za zemlje kroz koje plinovod može proći. Pomicanje trase po nekoliko stotina kilometara sjeverno i južno, preusmjeravanje glavnog cjevovoda u pojedine zemlje radi postizanja drugih ustupaka, sve to nema veze s uobičajenim ponašanjem investitora da bira najpovoljniju trasu s motrišta najnižih troškova (bilješka 6). To se ne radi radi altruizma, već radi osiguravanja svoje troškovne konkurentnosti. Moguće je da su eksperti dali Kremlju potrebno upozorenje da prvotni kapacitet transporta od oko 35 milijardi m<sup>3</sup>/g (1,2 bilijuna ft<sup>3</sup>/g) plina neće pokrivati troškove uz moguće tarife, pa se mijenja plan i obavještava da se kapacitet plinovoda diže na 63-65 milijardi m<sup>3</sup> (2,2-2,3 bilijuna ft<sup>3</sup>) godišnje. Te odluke su se donosile uoči financijske krize u Americi i kasnije svjetske ekonomske krize. Šestogodišnja povijest Južnog toka može impresionirati poslovno nevješte ljude. Za one koji to nisu, Južni tok će se pratiti, blago rečeno, sa skepsom.

U veljači 2009. godine objavljeno je (Energy in East Europe, issue 159, 27.2.2009., str. 24), pozivajući se na Gazpromovu prezentaciju projekta Južni tok da će ulaganja iznositi 25 milijardi eura za sjeverni krak iz Bugarske, preko Srbije, Mađarske te Slovenije u Italiju u dužini od 1 300 km, te južni krak iz Bugarske, preko Grčke u Italiju, s ulaganjima od 15-20 milijardi eura. Uz Gazprom u projektu sudjeluje i talijanski ENI. Ulaganja u podmorski plinovod u Crnom moru su procijenjena na 4 milijarde eura. U navedenoj informaciji se još uvijek operira s prijenosnim kapacitetom od 31 milijardu m<sup>3</sup> (1,1 bilijuna ft<sup>3</sup>)! S obzirom na veličinu ulaganja nije čudo da je kasnije donesena odluka o povećanju kapaciteta na 63 milijarde m<sup>3</sup>/g (2,2 bilijuna ft<sup>3</sup>/g). Rokovi su ostali isti. S motrišta poslovnog interesa Gazproma da osigura što veći tržišni udio u Europi i rentabilnost investicije, razumljivo je da su povećali kapacitet Južnog toka. Ima li EU namjeru povećavati svoju ovisnost o jednom izvoru do monopolne razine? Ako ne, to je ono što može ugroziti projekt. Drugi izvor ugroze mu je mogući uspjeh istraživanja nekonvencionalnih rezervi plina.<sup>9,12,13,14,15</sup> Treća opasnost je u sporosti opravka potrošnje energije, pa i plina, u Europi. Opravak ne ovisi samo o stopama gospodarskog rasta. Nipošto ne bih podcijenio programe energetske učinkovitosti EU, koji već daju dobre rezultate, npr. u zgradarstvu gdje je cilj smanjenje potrošnje energije za grijanje. Riječju, stope rasta potrošnje plina će se i dalje smanjivati u Europi. Imajući na umu rečene razloge, Južni tok bi mogao opet doživjeti promjene.

Transjadranski plinovod (TAP) i o njemu ovisni Jadransko Jonski odvojak (IAP), koji je preduvjet za potencijalnu opskrbu hrvatskog tržišta iz drugih izvora i/ili transportnih putova, također nisu potpuno izvjesni. Hrvatska, Crna Gora i Albanija su još 25. rujna 2007., (na ministarskoj razini), potpisale deklaraciju o gradnji spomenute infrastrukture. (www.business.hr, 25.09.2007.). TAP, na relaciji Solun-Fiera, dužine 880 km,

početnog kapaciteta 10 milijardi m<sup>3</sup>/g (353,8 milijardi ft<sup>3</sup>/g) i konačnog kapaciteta od 20 milijardi m<sup>3</sup>/g (707,6 milijardi ft<sup>3</sup>/g), te promjera od 48 cola, (oko 1 200 mm), ovisan je o više preduvjeta. U to vrijeme se govorilo o ulaganju od 2,2 milijarde dolara a investitori su bili švicarska energetska tvrtka EGL i norveški Statoil. Preduvjet za realizaciju tih plinovoda je bio da se dovrši izgradnja interkonektora između Turske i Grčke (ITGI) u 2008. i IAP, promjera 28 cola, (preko 700 mm) i kapaciteta za transport 5,5 milijardi m<sup>3</sup> (194,6 milijardi ft<sup>3</sup>) plina godišnje, u 2012. Udaljenost od Fiere do Ploča je oko 400 km, (170 km u Albaniji, 100 km u Crnoj Gori i 130 km u RH). Kako tržišta zemalja usputne potrošnje, zadugo neće imati potrošnju koja bi opravdala troškove programiranog kapaciteta, spominjana je mogućnost produljenja plinovoda prema sjevernoj Italiji. Ekonomski je to neisplativa investicija. U vrijeme kad je projekt nicao, pisalo se je da EGL računa na plin iz Irana te iz Azerbajdžana, računajući na Shah Deniz u kojemu je Statoil partner u proizvodnji. U 2012. je opskrba iz Irana jednako neizvjesna kao i u vrijeme nastajanja projekta.

ENI i Gazprom 2008. su također objavili (Petroleum Argus, vol. XII, 26.06.2008., str.1) da će zajedno graditi južni odvojak od Južnog toka, preko Grčke u Italiju. To je bila prva najava konkurencije. Uz to, i TAP ima izvjesnu konkurenciju za talijansko tržište. Talijanski Edison i grčka Depa, zajednički ulažu i u ITGI ali i u drugi interkonektor (podmorski plinovod, nazvan Projekt Posejdon, preko Jadrana, u Italiju), IGI. I oni računaju na opskrbu iz Azerbajdžana u količini od 14 milijardi m<sup>3</sup>/g (495,4 milijardi ft<sup>3</sup>/g), od čega 8 (283) za Edisonovo tržište u Italiji a usput bi Gruzija povukla oko 3 (106), te Turska 3 do 4 milijarde m<sup>3</sup>/g (106-141 milijardi ft<sup>3</sup>/g) za njihova tržišta. Tko će prvi zakupiti kapacitet u interkonektoru ITGI? IGI Posejdon ili IAP ?

Konkurencija za opskrbu iz Kaspijske regije počinje na izvorima opskrbe plinom između Nabucca, ITGI, IGI Posejdon, TAP i jesenas (2011.) najavljenog projekta SEEP. Kako je rečeno, ITGI&TAP računaju na opskrbu s prvih 10 milijardi m<sup>3</sup> (353,8 milijardi ft<sup>3</sup>) plina iz polja Shah Deniz, baš kao i Nabucco. Za sada bi ITGI&TAP mogli biti atraktivniji opskrbljivačima u Azerbajdžanu jer su izvjesniji. Ako se ipak realiziraju oba, ima li dovoljno plina za ugovaranje? Pogotovo nakon što je BP krajem 2011. g. obznanio da planira graditi navedeni Jugoistočni Europski plinovod (SEEP, South-East European Pipeline) i interkonektor Azerbajdžan-Gruzija-Rumunjska s uplinjavanjem plina na istočnoj obali Crnog mora, s prijevozom metanijerima na zapadnu obalu do terminala u Rumunjskoj i cjevovodnog transporta preko Rumunjske do Mađarske. Doduše, postoji i druga informacija po kojoj bi BP gradio SEEP zajedno sa Statoilom i SOCAR-om, preko Turske i Rumunjske do Mađarske. Je li to udar na Nabucco ? Ili alternativa? Što se tiče opskrbe za SEEP, računaju na drugu fazu polja Shah Deniz. Baš kao i spomenuti projekti.

Azerbajdžan je u 2010. proizveo 28,5 milijardi m<sup>3</sup> (4,0 bilijuna ft<sup>3</sup>) plina a do 2020. predviđaju udvostručenje proizvodnje. U tome Shah Deniz ima presudnu ulogu, (bilješka 7). To polje je u proizvodnji od 2006. a u 2011.

je dostiglo proizvodnju od 9 milijardi m<sup>3</sup> (318 milijardi ft<sup>3</sup>) dok bi 2017. trebalo proizvoditi 16 milijardi m<sup>3</sup> (566 milijardi ft<sup>3</sup>). Na isprepletenost interesa mogu ukazati sastavi raznih konzorcija, kako na proizvodnim koncesijama, tako i u projektima. Vjerojatno i u tome treba tražiti razloge opreznog ponašanja administracije EU, prema svim projektima. Možda 2012. godina donese čišćenje scene. Odmah u prvom kvartalu se očekuje odluka o odabiru partnera s kojim će se sklopiti ugovor za prodaju 10 milijardi m<sup>3</sup>/g (353,8 milijardi ft<sup>3</sup>/g) plina iz polja Shah Deniz. Koji god se projekt tim ugovorom učvrsti i nekim zemljama ostaje čvrsta pozicija; Turska je već etablirana kao energetska koridor (za naftu i plin) na relaciji istok-zapad a Mađarska je uvelike učvrstila poziciju srednje-europskog plinskog raskrižja. Austrija već ima čvrsto uporište. Izgrađena je potrebna transportna infrastruktura; interkonektori i podzemna skladišta plina regionalnog karaktera. U Hrvatskoj je pojam „Hrvatska-energetsko raskrižje“ već zaboravljen. Neke prednosti koje je Hrvatska imala početkom minulog desetljeća su izgubljene. Obveze provođenja Trećeg energetske paketa i njegovih utjecaja upućuju na nužnost žurne analize i određivanja prema novoj stvarnosti. Riječju, treba se odlučiti o inoviranju postojeće Energetske strategije ili izradi nove a najvažnije je da se prekine višegodišnja neaktivnost s posljedicom padanja sigurnosti opskrbe. Također bi trebalo aktivirati ekspertnu skupinu/think-tank, koji bi pomogao u cjelovitim ocjenama svih opcija.

#### 4. ZAKLJUČCI

Hrvatsko tržište prirodnog plina je, za sada, zadovoljavajuće opskrbljeno. Potrošnja je uslijed ekonomske krize u posljednje tri godine smanjena, a domaća proizvodnja iz podmorja povećana. U 2009. godini nakon dugog i neizvjesnog otezanja Gazproma da produlji dugoročni ugovor s Inom o nastavku uvoza ruskog plina, odabran je drugi partner kao najpovoljniji, talijanski ENI, s kojim je sklopljen ugovor o uvozu 750 milijuna m<sup>3</sup>/g (26,5 milijardi ft<sup>3</sup>/g) plina, za razdoblje od 2010. do 2013. Nakon tog vremena, za sada se naziru samo nedoumice. Hoće li Ina produljiti ugovor, ovisi i o ENI-u, ovisi i o cjenovnoj politici vlade, ovisi o dopuštenom udjelu Ine u ukupnoj opskrbenj količini. Na kraju, ovisiti će i o konkurenciji u opskrbi. S obzirom na veliku vjerojatnost značajnijeg rasta potrošnje plina po osnovi uključivanja novih potrošača, naročito iza 2013. kad se može očekivati povećana potrošnja u rafinerijama, zatim nove količine plina za transformacije a uz svakogodišnji rast broja potrošača na već plinificiranom dijelu Hrvatske, nastaje i nova potrošnja u priobalju. Dakle, izvjesno je da će trebati nove količine plina iz uvoza, bez obzira tko bio uvoznik. Ovisno o sudbini sadašnjeg ugovora o uvozu, ukupno potrebne količine bi se mogle kretati između jedne i dvije milijarde m<sup>3</sup>/g (35,4 i 70,8 milijardi ft<sup>3</sup>/g). Postoji načelni interes više stranih tvrtki za uvoz plina iz njihovog portfelja a postoji i niz domaćih pravnih i fizičkih subjekata, zainteresiranih za opskrbu industrijskih potrošača. Doprema potrebnih količina na hrvatsko tržište, praktično ovisi o jedinom slobodnom ulaznom plinovodu, mađarsko-hrvatskom interkonekto-

Korištenje te infrastrukture za novi uvoz ograničava izbor izvora dobavljača. Uz svu deklarativnu i stvarnu otvorenost tržišta, oslanjanje na dugoročnu opskrbu od posrednika, nije dovoljno pouzdano. Uz to je važno provoditi načelo diverzifikacije. Vremenske neizvjesnosti projekata regionalnog značaja otežavaju odlučivanja. Koji od projekata će biti realizirani, još nije sigurno. Neki od njih mogu nositi i komercijalna iznenađenja. Južni tok više nego drugi.

Ako treba osigurati dostatne količine plina iza 2013., nezavisnost u izboru izvora opskrbe i izbjeći lijepo upakirane ucjene raznih „dobrotvora“, treba ozbiljno razmotriti prijedloge stručnjaka iz tvrtke Plinacro, koju pojednostavljujem; u prvoj fazi izgraditi instalacije za privez i uređaje za istovar s metanijera koji na sebi imaju postrojenje za regasifikaciju (RVs) plina dovezenog u ukapljenom stanju. Takovi brodovi su komercijalno prihvatljivi za interventnu i vršnu opskrbu. U prijelaznom razdoblju do ostvarenja druge faze, ta vrsta opskrbe ima veliko značenje radi povećane sigurnosti koju pruža sustavu dobave i potražnje. Ukupna ulaganja su u redu veličine od 20 do 50 milijuna dolara a vrijeme za izvedbu projekta je oko jedne godine. U drugoj fazi, (umjesto snova o skupim i prevelikim klasičnim terminalima koji traže velika tržišta i/ili odgovarajuće partnere), rješenje bi mogao biti plutajući terminal (FSR - Floating Storage&Regasification). Brodogradilišta na Dalekom Istoku su usvojila tehnologiju prenamjene metanijera manje nosivosti, oko 100 000 tona, koji nakon nove generacije brodova znatno veće nosivosti i manjih fiksnih troškova, time i nižih prijevoznih tarifa, nisu konkurentni. Dogradnjom postrojenja za uplinjavanje i spremnika, oni postaju plutajući terminali s kapacitetom od oko 4 do 4,5 milijarde m<sup>3</sup>/g (141,5 do 159,2 milijardi ft<sup>3</sup>/g). Njihova nabavna cijena se kreće oko 250 milijuna dolara. Rokovi isporuke se kreću do tri godine nakon zaključenja ugovora. Njihov kapacitet je još uvijek prevelik za hrvatsko tržište ali postoji velika mogućnost da neke tvrtke koje djeluju u obližnjim zemljama budu zainteresirane za korištenje dijela kapaciteta. Dok je rješenje iz prve faze, kako je rečeno, interventnog karaktera, jer je tako dopremljeni plin, pogotovo u zimskoj sezoni skuplji od onog koji se doprema plinovodima, rješenje druge faze je konkurentno po troškovima. Uz to plutajući terminal ima i drugu prednost u odnosu na fiksni. Ako bi se u budućnosti promijenila dobavna i/ili potrošačka konstelacija, moguće ga je premjestiti, kao svaki drugi brod, npr. iz sjevernog Jadrana u južni.

#### BILJEŠKE AUTORA

**Ad 1)** Dostupna je relativno svježja informacija da je bugarska vlada zabranila postupak hidrauličkog razdiranja (masivno frakturiranje) kolektora, odnosno šejlova. Neki stručnjaci smatraju da je vlada na takvu zabranu nagovorena od nekih ruskih kompanija koje žele spriječiti istraživanje nekonvencionalnih rezervi radi održavanja stečenih pozicija u opskrbi ruskim plinom. Takvo tumačenje, utemeljeno na poznavanju geopolitičkih odnosa i djelovanja, može biti medijski zanimljivo, pogotovo poklonicima raznih teorija zavjera. Ali što onda reći o otporu nekih civilnih društava u



nekim državama EU, koja se također protive takvim tehnološkim zahvatima, navodno radi zaštite pitke vode. Radovi se izvode na velikim dubinama zalijeganja kolektora. Pri tome valja znati da su kolektori koji nose rezerve zatvoreni nepropusnim krovinom i podinom. Da nisu, ne bi bilo niti rezervi čije postojanje je neodvojivo od postojanja tlaka u ležištu. Materijali koji se koriste za frakturiranje su voda, pijesak i propant. S druge strane, pitka voda se nalazi na znatno manjim dubinama do 600 metara (1969 ft), dok je na većim dubinama slana voda. Fosilna voda, ako se nalazi na putu bušenja, također je zarobljena u kolektoru vode, između svoje krovine i podine i ne bi trebala biti ugrožena.

**Ad 2)** Nedavno je čelnik tvrtke Shell dao informaciju o osnivanju kompanije za specijalne rudarske radove (bušenje, remontne radove i mjerenja u bušotinama), zajedno s kineskom kompanijom, s ciljem izvođenja više stotina tisuća bušotina u Kini!

**Ad 3)** OMV je od tvrtki Pearl Petroleum i Dana Gas PJSC kupio udjele za US\$350 milijuna, s očekivanjem da će u 2015. imati proizvodnju ekvivalentne nafte od 79 500 m<sup>3</sup> (500 000 barela) dnevno. Koliko otpada na plin, nije jasno. (Vjesnik od 19. Svibnja 2009., str.8). Zanimljivost je u tome što bi taj plin mogao biti transportiran Nabucco cjevovodom.

**Ad 4)** U prigodi razgovora njemačke kancelarke Angele Merkel s ruskim predsjednikom V. Putinom o Nabucco projektu, on je rekao: „ Sve što je dobro za Europu, dobro je i za nas jer smo i mi Europljani.“ Sarkazam ga je nadvladao pa je dodao je da mu nije jasno odakle će nabaviti plin za taj projekt. (Večer, Ljubljana, 22. srpnja 2009., str.11).

**Ad 5)** Petroleum Economist, (studeni 2011., str.4-5) navodi procjene Cedigaza o rezervama Turkmenistana od 8 340 milijardi m<sup>3</sup> (295 bilijuna ft<sup>3</sup>). Po tome je na petom mjestu zemalja s najvećim rezervama. Nezavisni procjenitelj (Gaffney Cline & Associates) procjenjuje rezerve samo jednog novog polja Lolotan na 13 100 do 21 200 milijardi m<sup>3</sup> (463,5 do 750,1 bilijuna ft<sup>3</sup>). Ako je tako, onda je samo iransko polje South Pars veće. Smatra se da bi Turkmenistan, do 2030. mogao učestvostručiti svoju proizvodnju, (u 2010. je proizvodnja 41,61 milijardi m<sup>3</sup> (1,5 bilijuna ft<sup>3</sup>)), tj. proizvoditi 230 milijardi m<sup>3</sup> (8,1 bilijuna ft<sup>3</sup>), od toga 180 milijardi m<sup>3</sup> (6,4 bilijuna ft<sup>3</sup>) za izvoz. (Navodno je u 2010. isporučeno 40 milijardi m<sup>3</sup> (1,4 bilijuna ft<sup>3</sup>) za Rusiju a 4 (141,5 milijardi ft<sup>3</sup>) za Kinu. Već ove, 2012. godine u Kinu bi se trebalo izvesti 17 (601,5 ft<sup>3</sup>) a u 2015. 20 milijardi m<sup>3</sup> (707,7 milijardi ft<sup>3</sup>).

**Ad 6)** Ugovorom Srbije s Gazpromom iz 2006., ulaganjem postojeće imovine sadržane u plinskoj mreži, uz prebijanje klirinškog duga (za neplaćeni plin u iznosu od 188 milijuna dolara) od strane Srbije i Gazpromovog ulaganja u Južni tok na njenom području, (oko 450 km plinovoda), te doinvestiranje u završetak podzemnog skladišta u Banatskim dvorima, (R. Petković:“ Srbija osigurala energetska budućnost“, Poslovni dnevnik, 21. svibnja, 2009., str.11) Gazprom je ušao u vlasništvo nacionalnog transporterera i prirodnog monopola. (2002. je RH otkupila plinsku mrežu i formirala tvrtku Plinacro radi toga da se prirodni monopol zaštiti od privatizacije.) U 2006. je objavljeno puno članaka koji govore o zaradi

Srbije 200 milijuna dolara koje dijele s Gazpromom i žale što plinovod Južni tok ne prolazi kroz Hrvatsku. Zaboravlja se da se plinovodi povlače najkraćom mogućom trasom, a ako se pravi ustupak onda ga se i plaća kao što ga je i Srbija platila. Prolaz Južnog toka kroz Srbiju je plaćen ustupcima; niskom cijenom NIS-a i ulaskom Gazproma u vlasništvo transportnog sustava Srbije. Zaboravlja se i to da prihode od rada plinovoda ubiru oni koji investiraju.

**Ad 7)** Koncesije u proizvodnji dijele BP (25,5 %), Statoil (25,5 %), SOCAR (nacionalna naftna kompanija), Lukoil, Total i iranski NICO, svaki po 10 % i turski TPAO s 9 %.



Author:  
DSc. **Stevo Kolundžić**

UDK : 662.767 : 622.276/.279 : 656 : 621.643 (497.5)

662.767	prirodni plin
622.276/.279	proizvodnja plina
656	transport, infrastruktura, opskrba
621.643	plinovodi
(497.5)	R Hrvatska