

VLOGA PLINA

V ENERGETSKEM SVEŽNJU EK IN KLIMATSKIH NAČRTIH.

PETER NOVAK¹

POVZETEK

Energetski sveženj EK, ki je v razpravi in bo v končni obliki pričel veljati v letih 2019 ali 2020, spreminja naravo dosedanjih zamisli o razvoju nacionalnih energetskega konceptov. Čeprav lahko vsaka država ureja mešanico energijske oskrbe po svojih možnostih, je z dokumentom o upravljanju Energijske Unije močno povečan vpliv EK na celoten trg z energijo v EU, kamor sodi tudi trg z naravnim plinom.

V prispevku je podana analiza slovenskih možnosti prilagoditve naših potreb po naravnem plinu za industrijo, široko rabo in v sistemih daljinskega gretja in hlajenja. Soproizvodnja toplote in elektrike s plinom (SPTPE sistemi) imajo posebno vlogo, saj so v dokumentih svežnja po svoje favorizirani, vendar pri pogojih visoke celoletne energijske učinkovitosti. To postavlja majhne sisteme, ki obratujejo le v zimskem času, pred težko rešljive probleme.

Odrpno je tudi vprašanje uporabe biogoriv tretje ali četrte generacije, ki se predvidevajo v nacionalnih programih za blaženje klimatskih sprememb in morajo biti zaključeni po željah EU že do konca letošnjega leta, po pariškem sporazumu pa do 2019.

V industriji ne pričakujemo velikih sprememb pri porabi plina v naslednjem obdobju, saj ni na vidiku novih investicij z veliko porabo plina. Z ozirom na sedanji razvoj daljinskega gretja in hlajenja je potrebno ponovno izdelati celotno dolgoročno razvojno strategijo in vlogo plina v njem, oziroma preveriti rezultate študije o oskrbi Slovenije s toploto, ki jo pripravlja Inštitut H. Požar v Zagrebu.

Ključne besede: Energetski sveženj, naravni plin, strategija razvoja

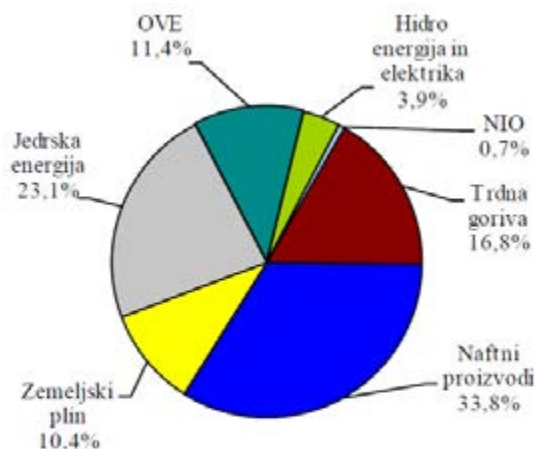
¹ Prof.dr. Peter Novak, Zaslužni profesor FTS, Novo mesto; častni član: IIR, ZITS, SLOSE, SITHOK, zaslužni član: ASHRAE, REHVA, podpredsednik Znanstvenega sveta EEA (do 2016); peter.novak@energotech.si.

POLOŽAJ OSKRBE Z NARAVNIM PLINOM V SLOVENIJI

Oskrba z naravnim plinom v Sloveniji je zagotovljena z dolgoročnimi pogodbami, z dobro mednarodno povezavo plinovodov in s sorazmerno kakovostnim in primerno razširjenim nizkotlačnim omrežjem.

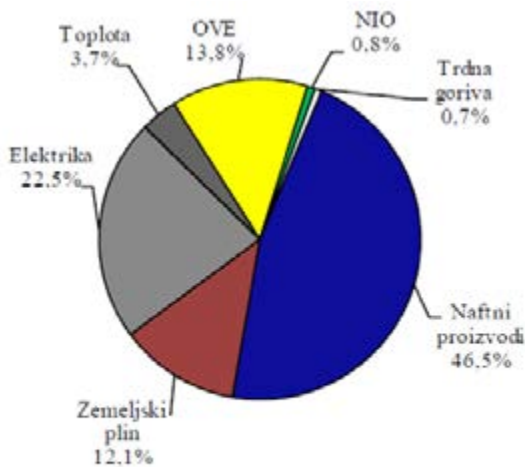
V letni energetski bilanci Slovenije za leto 2016 predstavlja plin v oskrbi z energijo v Sloveniji le skromnih **10,4 %** in v končni rabi 12,1 % (slika 1). Ker se bo poraba naftnih proizvodov v naslednjem obdobju zaradi emisij TGP močno zmanjšala, lahko utemeljeno pričakujemo močan porast deleža plina kot pomembnega energenta za industrijo in široko rabo. V nadaljevanju bomo prikazali usmeritve v EU in v svetu.

Cena naravnega plina ni pretirano visoka, in če primerjamo ceno plina in elektrike za gospodinjstva v kWh (plin: 2,637 c€/kWh; elektrika 4,939 c€/kWh (zmesna cena VT in NT v primeru ECE Celje) je to razmerje 1:1,87 v korist plina. Ob upoštevanju izkoristkov pri uporabi kondenzacijskih kotlov je, skupaj z investicijo, prehod na plin še vedno najbolj ekonomična rešitev². Širjenje lokalnih mrež za oskrbo s plinom je zato iz ekonomskega in okoljskega vidika pomembna naloga vseh distributerjev v Sloveniji v prihajajočem obdobju 2020–2050. Ker računamo na pomembno vlogo sintetičnega plina na osnovi OVE iz lokalnih virov, je dolgoročna ustreznost in sonaravnost izgradnje distribucijskega omrežja za plin v celoti utemeljena.



VIR: MZI-DE; Podatki: Izvajalci energetske dejavnosti

² Študija Laboratorij za okoljske tehnologije v stavbah (LOTZ) na FS-UNI LJ leta 2016



VIRMI-ZIDE; Podatki: Izvajalci energetske dejavnosti

Slika 1: Oskrba Slovenije z energijo (levo) in končna raba energije v letu 2016 po EBS 2016

Prepričani smo, da bo Energetski sveženj, ne glede na njegovo končno obliko, bistveno vplival na razvoj oskrbe z energijo v Sloveniji. Povzročil bo zmanjšanje uvoza tekočih goriv, povečal bo uporabo domačih virov energije in bistveno spremenil tehnologije delovanja energetskega trga. Zaradi tega je prav, da bralce seznanimo z bistvom tega svežnja, o katerem potekajo sedaj javne razprave.

EU ENERGETSKI SVEŽENJ 2016 – OBVEZNOSTI IN POSLEDICE ZA SLOVENIJO

V novembru 2016 je Evropska komisija (EK) dala v javno razpravo vrsto dokumentov (nad 3500 strani) za temeljne spremembe v energetiki EU. Energetski sveženj obsega naslednje dokumente:

1. Predlog prenovitve Direktive o notranjem trgu z električno energijo;
2. Predlog prenovitve Uredbe o notranjem trgu z električno energijo;
3. Predlog Uredbe o pripravljenosti na tveganja v sektorju elektrike in razveljavitvi Direktive o zanesljivosti o oskrbi z elektriko;
4. Predlog prenovitve Direktive o obnovljivih virih energije;
5. Predlog revizije Direktive o energijski učinkovitosti;
6. Predlog revizije Direktive o energijski učinkovitosti stavb;
7. Predlog Uredbe EP in ES o upravljanju energetske unije;
8. Predlog prenovitve ACER Uredbe.

V nadaljevanju nas predvsem zanimajo tisti dokumenti, ki bodo vplivali na vlogo plina (metana), kot nosilca energije.

Med najbolj pomembnimi dokumenti je predlog **Uredbe EP (Evropskega parlamenta) in ES (Evropskega sveta) o upravljanju energetske unije**. Z njo se določajo ukrepi in mere za izvajanje politike na področju energetike. Z določili se omejuje svobodno odločanje o energijski mešanici v posameznih članicah, saj

se morajo izpolnjevati tudi vse zahteve za blaženje klimatskih sprememb, ki bistveno omejujejo nadaljnjo uporabo fosilnih goriv.

POGLAVJE 1 govori o vsebini in poročanju. V prvem členu **«Vsebina in področje uporabe»** predlog uredbe pravi:

1. Ta uredba vzpostavlja mehanizem upravljanja za:
 - i. izvajanje strategij in ukrepov, zasnovanih za izpolnitev ciljev energetske unije, za prvo desetletno obdobje od 2021 do 2030 in zlasti energetske in podnebne ciljeve EU za leto 2030;
 - ii. zagotavljanje pravočasnosti, preglednosti, točnosti, doslednosti, primerljivosti in popolnosti poročanja Unije in njenih držav članic sekretariatu UNFCCC in sekretariatu pariškega sporazuma.

Ta uredba se uporablja za naslednjih pet razsežnosti energetske unije:

1. razogljčenje;
2. energijsko učinkovitost;
3. energetska varnost;
4. notranji trg energije;
5. raziskave, inovacije in konkurenčnost.

To pomeni, da zajema celotno politiko na področju oskrbe in rabe energije v vseh članicah EU.

V četrtem členu **»Nacionalni cilji in prispevki za vsako izmed petih razsežnosti energetske unije«** uredba govori o **obveznostih članic** za uresničevanje vseh petih razsežnosti.

- a. Kar zadeva razsežnost **»razogljčenje«**:
 1. v zvezi z emisijami toplogrednih plinov in odvzemi ter ob upoštevanju prispevka k doseganju cilja zmanjšanja emisij toplogrednih plinov v EU za vse gospodarstvo;
 2. v zvezi z energijo iz obnovljivih virov:
 - i. Z vidika doseganja zavezujočega cilja Unije vsaj 27-odstotnega deleža energije iz obnovljivih virov v letu 2030, kot je navedeno v členu 3, prispevek k temu cilju v obliki deleža energije iz obnovljivih virov države članice v bruto porabi končne energije v letu 2030 z linearnim začrtanim potekom za navedeni prispevek od leta 2021;
 - ii. Začrtani potek za sektorski delež energije iz obnovljivih virov v porabi končne energije od 2021 do 2030 za sektor gretja in hlajenja, električne energije in prometa;
 - iii. Začrtani potek na tehnologijo za obnovljive vire, ki jo država članica namerava uporabiti za uresničevanje začrtanega poteka v zvezi z energijo iz obnovljivih virov v celoti in v sektorjih od 2021 do 2030, vključno s skupno pričakovano bruto porabo končne energije na tehnologijo in sektor v Mtoe in skupnimi načrtovanimi nameščenimi zmogljivostmi na tehnologijo in sektor v MW.
- b. Kar zadeva razsežnost **»energijska učinkovitost«**:
 1. okvirni nacionalni prispevek k energijski učinkovitosti za

doseganje zavezujočega 30-odstotnega cilja energijske učinkovitosti Unije do leta 2030 na osnovi porabe primarne ali končne energije, prihrankov primarne ali končne energije ali energijske intenzivnosti. Države članice izrazijo svoj prispevek v obliki absolutne ravni porabe primarne energije in porabe končne energije v letih 2020 in 2030 z linearnim začrtanim potekom za navedeni prispevek od leta 2021. Pojasnijo svojo temeljno metodologijo in uporabljene pretvorbene faktorje.

2. kumulativne prihranke energije, ki se bodo dosegli v obdobju 2021–2030;
3. cilje dolgoročne prenove nacionalnega fonda stanovanjskih in poslovnih stavb (javnih in zasebnih);
4. skupno tlorisno površino, ki se bo prenovila, ali enakovredne letne prihranke energije, ki bodo dosegli od 2020 do 2030 pri obnovi stavb osrednje vlade;
5. druge nacionalne cilje energijske učinkovitosti, vključno z dolgoročnimi cilji ali strategijami in sektorskimi cilji na področjih, kot so promet, ogrevanje in hlajenje.

(c) Kar zadeva razsežnost **»energetska varnost«**:

1. nacionalne cilje v zvezi s povečanjem diverzifikacije virov energije in oskrbe iz tretjih držav;
2. nacionalne cilje v zvezi z zmanjšanjem odvisnosti od uvoza energije iz tretjih držav;
3. nacionalne cilje v zvezi s pripravljenostjo na omejeno ali prekinjeno oskrbo z virom energije, skladno z načrti, ki se pripravijo na podlagi Uredbe o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in Uredbe o pripravljenosti na tveganja v sektorju električne energije vključno s časovnim okvirom, kdaj bi cilje bilo treba doseči;
4. nacionalne cilje v zvezi z uvedbo domačih virov energije (zlasti OVE).

(d) Kar zadeva razsežnost **»notranji trg energije«**:

1. raven čezmejne elektroenergetske povezanosti, ki jo država članica želi doseči v letu 2030 ob upoštevanju cilja vsaj 15-odstotne čezmejne elektroenergetske povezanosti za leto 2030. Države članice pojasnijo uporabljeno temeljno metodologijo;
2. ključne nacionalne cilje za infrastrukturo za prenos električne energije in plina, ki so potrebni za doseg ciljev iz katere koli izmed petih razsežnosti strategije za energetska unijo;
3. nacionalne cilje v zvezi z drugimi vidiki notranjega trga energije, kot je povezovanje in spajanje trgov, vključno s časovnim okvirom, kdaj bi cilje bilo treba doseči;
4. nacionalne cilje v zvezi z zagotavljanjem zadostnosti elektroenergetskega sistema kot tudi prožnosti energetskega sistema v zvezi s proizvodnjo energije iz

obnovljivih virov, vključno s časovnim okvirom, kdaj bi bilo cilje treba doseči.

(e) Kar zadeva razsežnost **»raziskave, inovacije in konkurenčnost«**:

1. nacionalne cilje in cilje financiranja za javne in zasebne raziskave ter inovacije v zvezi z energetska unijo, vključno s časovnim okvirom, kdaj bi cilje bilo treba doseči, če je ustrezno. Takšni cilji bi morali biti skladni s cilji iz strategije za energetska unijo in načrta SET;
2. nacionalni cilji za leto 2050 za uvedbo nizkoogljčnih tehnologij;
3. nacionalni cilji v zvezi s konkurenčnostjo.

Iz zgoraj zapisanega je mogoče razbrati izjemno zahtevno poročanje o planiranih in izvedenih ukrepih, kar pomeni, da bo potrebno v energetske gospodarstvu pristopiti takoj k drugačnemu planiranju razvoja. Zelo malo je verjetno, da bo Slovenija lahko obdržala dodeljeno 15 % zmanjšanje emisije TGP na področju netrgovalnih emisij. Če se bo to zgodilo, bo morala, da bi dosegla 40 % znižanje emisij TGP, ukrepati na področju emisij ETS. To pomeni, da se bo morala proizvodnja elektrike v Ljubljani in /ali Šoštanju praktično zmanjšati na polovico, kar pa je po sedanjem stanju v elektrogospodarstvu praktično nemogoče. Seveda pa lahko k temu prispeva izgradnja plinsko–parnega postrojenja za daljinsko gretje v Ljubljani in sočasna ukinitve uporabe premoga v bloku 3. Plin ima to prvo realno možnost, da vstopi kot pomemben energent v trajni proizvodnji elektrike in toplote.

POGLAVJE 2 je namenjeno pripravi celovitih nacionalnih energetske in podnebne načrtov, kjer v tretjem členu **»Celoviti nacionalni energetske in podnebne načrti«** predvideva:

1. Do 1. januarja 2019 in potem vsakih deset let vsaka država članica Komisiji priglasi celovit nacionalni energetske in podnebne načrt.
2. Celoviti nacionalni energetske in podnebne načrti so sestavljeni iz naslednjih glavnih oddelkov:
 - a. pregleda postopka, uporabljenega za oblikovanje celovitega nacionalnega energetskega in podnebne načrta, ki je sestavljen iz povzetka, opisa posvetovanj in vključitvijo zainteresiranih strani ter rezultatov posvetovanj in regionalnega sodelovanja z drugimi državami članicami pri pripravi načrta;
 - b. opisa nacionalnih ciljev in prispevkov za vsako izmed petih razsežnosti energetske unije;
 - c. opisa politik in ukrepov, predvidenih za doseganje ustreznih ciljev in prispevkov iz točke (b);
 - d. opisa trenutnega stanja petih razsežnosti energetske unije, tudi v zvezi z energetske sistemom ter emisijami toplogrednih plinov in odvzemov ter s

- projekcijami za cilje iz točke (b) z že obstoječimi (izvedenimi in sprejetimi) politikami in ukrepi;
- e. ocene učinkov načrtovanih politik in ukrepov za doseganje ciljev iz točke (b);
- f. priloge, pripravljene v skladu z zahtevami in strukturo iz Priloge II k tej uredbi, kjer so predstavljene metodologije in ukrepi politike držav članic za izpolnjevanje zahtev glede prihrankov energije.

Komentar: To pomeni, da bo potrebno predvideni EKS, ki je trenutno v izdelavi, takoj po sprejetju dokumentov v energetskega svežnju uskladiti, ali pa, če menimo, da so cilji v njem za nas primerni, že sedaj pripraviti tekste in cilje tako, da bodo odstopanja čim manjša. Ker je končni cilj EU, da bo leta 2050 energetski sistem praktično deloval brez emisij TGP, je za nas smotno, da usmerimo pogled vnaprej in takoj izvedemo tiste ukrepe, ki so najugodnejši za tehnološki, gospodarski in socialni razvoj.

POGLAVJE 3 je namenjeno dolgoročni strategiji za nizke emisije. Med ostalim v štirinajstem členu »**Dolgoročne strategije za nizke emisije**«:

1. Države članice pripravijo in do 1. januarja 2020, potem pa vsakih deset let, Komisiji poročajo o svojih dolgoročnih strategijah za nizke emisije za naslednjih petdeset let, da prispevajo k:
 - a. izpolnjevanju zavez Unije in držav članic iz UNFCCC in pariškega sporazuma za zmanjšanje antropogenih emisij toplogrednih plinov in povečanje odvzemanja po ponorih;
 - b. izpolnjevanju cilja zadržanja povečanja povprečne svetovne temperature občutno pod 2 °C nad predindustrijskimi ravnmi in prizadevanju za omejitve porasta temperature na 1,5 °C nad predindustrijskimi ravnmi (komentar: prepis iz pariškega sporazuma);
 - c. doseganju dolgoročnega zmanjšanja emisij toplogrednih plinov in povečanju odvzema po ponorih v vseh sektorjih v skladu s ciljem Unije, da bi se v okviru zmanjšanj, ki jih morajo po mnenju IPCC skupaj doseči razvite države, **do leta 2050 emisije na stroškovno učinkovit način zmanjšale od 80 do 95 % v primerjavi z ravnmi iz leta 1990.**
2. **Dolgoročne strategije za nizke emisije obsegajo:**
 - a. skupno dolgoročno zmanjšanje emisij toplogrednih plinov in izboljšanje odvzema po ponorih;
 - b. zmanjšanje emisij in izboljšanje odvzema v posameznih sektorjih, vključno z električno energijo, industrijo, prometom, stavbnim sektorjem (stanovanjskim in terciarnim), kmetijstvom ter rabo zemljišč, spremembo rabe zemljišč in gozdarstva (LULUCF);
 - c. pričakovani napredek pri prehodu na gospodarstvo

- z nizkimi emisijami toplogrednih plinov, vključno z intenzivnostjo emisij toplogrednih plinov, CO₂ intenzivnostjo bruto domačega proizvoda in strategijami za povezane raziskave, razvoj in inovacije;
- d. povezave z drugim nacionalnim dolgoročnim načrtovanjem.

3. Dolgoročne strategije za nizke emisije in celoviti nacionalni energetski in podnebni načrt iz člena 3 bi morali biti medsebojno skladni.

4. Države članice takoj objavijo svoje dolgoročne strategije za nizke emisije in vse posodobitve teh strategij.

Komentar: Točka 3 v tem členu jasno pove, da ni mogoče planirati energetskega razvoja mimo programa za blaženje klimatskih sprememb. Zato menimo, da je potrebno ustanoviti **skupno strokovno telo** obeh ministrstev, Mil in MOP, in zunanjih strokovnjakov, ki bo sočasno in hitro pripravilo vse dokumente, zahtevane v svežnju. Ker je pariški sporazum ratificiran in v veljavi, se večina obveznosti v tem dokumentu tudi po javni razpravi ne bo bistveno spremenila.

EKS, ENERGETSKI SVEŽENJ IN STRATEGIJA RAZVOJA SLOVENIJE

Izdelava EKS, katerega osnutek dobro poznamo, je padel v začetek razprave energetskega svežnja. Postavlja se resno vprašanje, kako nadaljevati. Imamo dve možnosti:

- a. zaključiti sedanji proces z načelnimi usmeritvami in s prevzemom mednarodnih obvez s priložo kazalnikov iz raznih scenarijev;
- b. zaključiti proces izdelave z oblikovanimi usmeritvami iz osnutka (s številčnimi obvezami) in scenariji, ki usmeritve potrjujejo.

Številne obveze v dokumentih iz energetskega svežnja bodo temeljito premešale vrsto pristopov, ki so bili do sedaj običajni, nas usmerjajo bolj v prvo rešitev.

Vprašanje je tudi, koliko bo mogoče izdelovati v zakonu predvidene DREN-e, dokler ne bodo sprejeti nacionalni podnebni in energetski načrti.

Celotna energetika EU in SI je trenutno v prostem padu velikih sprememb. Prisotni smo revoluciji v energetiki, ki bo trajala dolgih trideset let. Pri smotni izbiri naših razvojnih ciljev lahko te spremembe izkoristimo za nov tehnološki razvoj, energijsko osamosvajanje do najmanj 80 % in bistveno zmanjšanje stroškov za energijo v daljšem časovnem obdobju. V Strategiji razvoja Slovenije do 2050 so to revolucijo, ki bo bistveno vplivala na naše življenje, preprosto obšli. Le tista država, ki ima zagotovljeno lastno **energijo, hrano in bivalne pogoje** za prebivalstvo, ki s svojim delom lahko pokrivajo stroške uporabe teh treh dobrin, je lahko neodvisna in demokratična država. Menimo, da bi tak cilj bil vreden Strategije razvoja Slovenije do 2050.

MOŽNI SCENARIJI ZA EKS – KOT INFORMATIVNA PRILOGA

Scenariji EKS z energijskimi bilancami, ki so v izdelavi, bodo morali v največji možni meri upoštevati sedanje mednarodne obveze in nekatere zahteve iz energetskega svežnja, ki pa so v veliki meri nedorečene. V razpravi bo brez dvoma prišlo do sprememb, predvsem glede časovnih obvez. Energijske bilance EKS po različnih scenarijih, ki bodo omogočali tudi ekonomsko presojo posameznih ukrepov v toku časa so, kot priloga EKS, zelo dobrodošle. Po našem mnenju so primerni scenariji prikazani v tabeli 1.

Vsak scenarij obsega poleg energijskih bilanc tudi ekonomske pozatelje za njegovo realizacijo in vpliv na industrijski razvoj, inovacije in znanost.

Tabela 1: Scenariji za izdelavo energijskih bilanc in oceno stroškov za EKS

Leto 2030		Leto 2050
15 % CO ₂ v ne -ETS 27 % OVE 1,5 % električnih vozil		Emisije: -80 % TGP
Scenarij 1 (27)	Scenarij 2 (30)	
27 % energijska učinkovitost	30 % energijska učinkovitost	
Oba scenarija upoštevata načelo optimalnih stroškov		
Variacije scenarijev		
1. Z ozirom na stavbe	2. Z ozirom na transport	3. Z ozirom na emisije
a. Več energetske obnove stavb b. več TČ v stavbah	a. Brez drugega tira b. Z drugim tirom (več tranzita iz Luke Koper na železnico)	a. Optimalni stroški brez nove JE b. Optimalni stroški z novo JE c. Brez fosilnih goriv d. 100 % OVE

VLOGA TEKOČIH GORIV IN PLINA V ENERGETSKEM SVEŽNJU

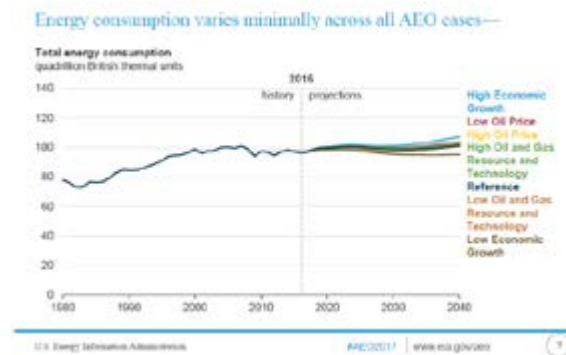
Po nepopolni analizi obsežnega energetskega svežnja je mogoče ugotoviti, da se sveženj za doseganje podnebnihih ciljev sploh ne dotika premoga, naftnih derivatov, geotermalne energije in jedrske energije.

V dopolnjeni direktivi OVE in predlogih za upravljanje Unije imajo glavno vlogo le trije nosilci energije: elektrika, **plin (naravni in sintetični iz OVE)** in biomasa.

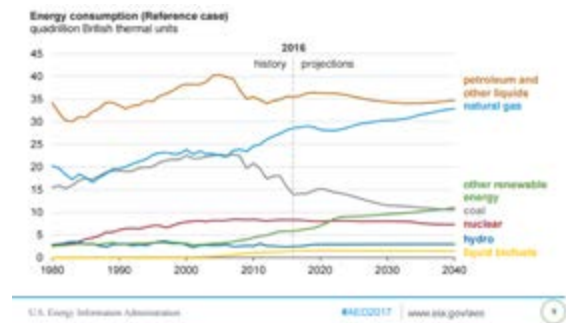
Implicitno lahko računamo, da se bo del elektrike pridobival tudi z novejšo jedrsko tehnologijo, vendar posebnih napotkov o tem ni.

RAZVOJ ENERGETIKE V SVETU PO PARIŠKI KONFERENCI CP 21 V NOVEMBRU 2015

Kakšna bo bodoča energetska politika ZDA, je še preuranjeno sklepati. Vendar EIA (Energy Information Agency, USA) v AEO 2017 (Agency Energy Outlook) ne predvideva do leta 2040 povečanja primarne energije (slika 2), niti zmanjšanje emisij TGP, predvideva pa znatno povečanje uporabe plina in njegov izvoz kot LNG. (slika3).



Slika 2: Predvidena potrebna primarna energija v ZDA (Vir: EIA AEO 2017)

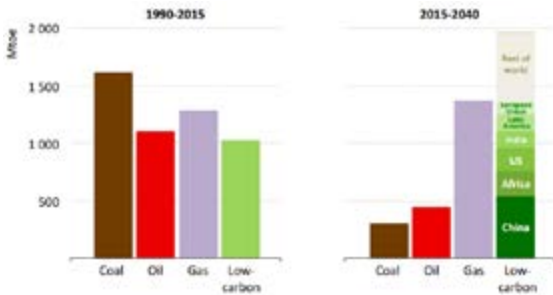


Slika 3: Predvidena rast posameznih goriv v ZDA do 2040 (Vir: EIA AEO 2017)

S slike 3 lahko razberemo, da bodo leta 2040 v ZDA OVE (voda, veter, biomasa, geotermalna) in naravni plin (skrilavci) pokrivali praktično več kot 48 % vse primarne energije. Pri tem bodo nove tehnologije zaposlovale več kot milijon ljudi. Jedrska opcija trenutno tudi v ZDA ni postala pomembna razvojna usmeritev energetike ZDA.

Kitajska se je odločila, da v najkrajšem možnem času poveča delež OVE in je ustavila gradnjo novih termoelektrarn na premog. Kitajska se je približala razvitim deželam po količini potrebne elektrike za enoto GDP in jih bo po predvidevanjih dosegla v letu 2035. V novem razvojnem načrtu imajo OVE in plin primarno vlogo, predvsem zaradi reševanja enosnaženosti zraka. IEA (OECD) je spremenila svojo politiko po konferenci v Parizu in pripravila vrsto scenarijev za zmanjšanje emisij do 2040 (slika 4). Scenarij BAU je osnovni, nato mu sledita scenarija 450 (450

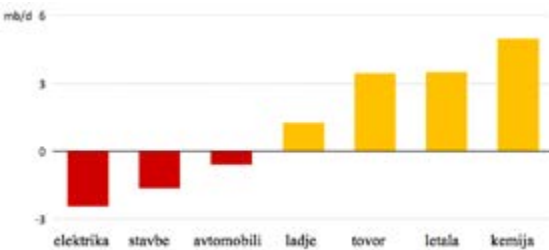
PPM CO₂ v atmosferi), kjer obstaja 50 % možnost segrevanja pod 2 K. Scenarij segrevanja Zemlje za 2 K je v bistvu scenarij s težiščem na novih tehnologijah. Predvideva zmanjšanje emisij TGP na 1000 Gt CO₂ na koncu tega stoletja (slika 7). Izdelana sta še dva scenarija s predvidenim segrevanjem za 4 K in 6 K z ustrežno večjo emisijo TGP. IEA scenariji omenjajo tudi možnost uporabe jedrske tehnologije za zmanjšanje emisij, ki v EK svežnju ni omenjena. Pomembna je še ocena IEA o potrebnih vlaganjih v svetovno energetiko do leta 2040, ki naj bi dosegla okoli 44.10¹⁵ USD (44 trilijonov USD), od tega še vedno 60 % za klasična fosilna goriva, 20 % za OVE in 20 % za URE.



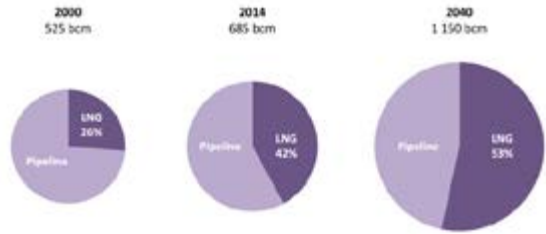
Slika 4: Nizkoogljična goriva in tehnologije, večinoma za OVE, bodo prispevala okoli polovico porasta potrebne energije do leta 2040. Vir: World Energy Outlook 2016 (IEA, november 2016)

Po predvidevanjih IEA se pričakuje še vedno rast porabe tekočih goriv, čeprav se bo močno zmanjšala (slika 5). Pri plinu je po predvidevanjih IEA zmagovalec LNG (slika 6). Vse nove pogodbe za dobavo LNG iz Avstralije in ZDA kažejo na velike spremembe na trgu s plinom.

Ker tudi ostali predvidevajo močan porast porabe naravnega plina v svetu, obstaja realna bojazen, da bo povpraševanje občasno presehalo ponudbo in bomo pričra podobnim nihanjem cen na svetovnem trgu, kot smo jo v preteklosti imeli pri nafti. Zato so dolgoročne pogodbe za dobavo plina v sedanjem trenutku verjetno primerno varovanje pred nepredvidenimi nihanji cen.



Slika 5: Svetovna flota vozil se je podvojila, toda so bolj učinkovita. Biogoriva in električni avtomobili so zmanjšali potrebe po tekočih gorivih, vendar je rast še vedno pozitivna. Vir: World Energy Outlook 2016 (IEA, november 2016).

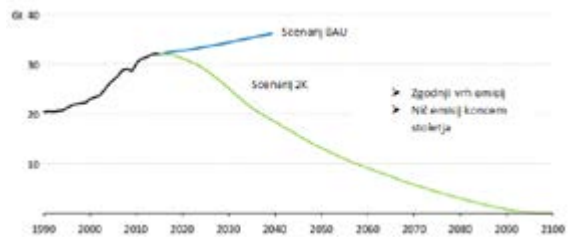


Slika 6: Deleži LNG na svetovnem trgu za daljinsko oskrbo z naravnim plinom.

(Vir: World Energy Outlook 2016, IEA, november 2016).

Pot do preprečitve segrevanja Zemlje pod 2 K bo dolga in zahtevna. Diagram prikazuje predvideno in potrebno padanje emisij TGP, po scenariju IEA, ki bi šele na koncu 21. stoletja dosegle vrednost skoraj 0 (slika 7). To pomeni, da bo človeštvo po tem obdobju ponovno uporabljalo le OVE v okviru krožnega gospodarstva. Zmanjšanje segrevanja pod 1,5 K je po našem mnenju nepopisan list papirja, oziroma poslanstvo nemogoče.

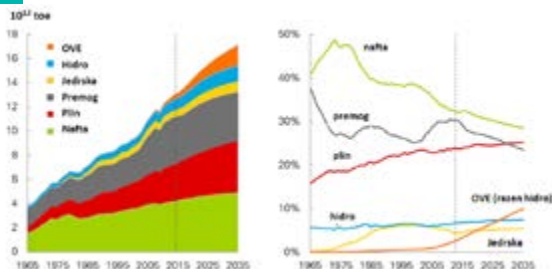
Znana petrolejska družba BP je v svojem najnovejšem poročilu ENERGY OUTLOOK 2017 pripravila svojo prognozo razvoja svetovne energetike do 2035 v luči tekočih goriv, vendar s stisnjenimi zobmi, saj je morala priznati dolgoročno zmanjšanje njihove porabe. BP Energy Outlook predvideva do leta 2035 (letnica sovpada z našim EKS planom): rast primarne energije bo na svetu 1,4 % (slika 8) zaradi razvoja manj razvitih, vendar bo energijska intenzivnost padala 2,1 % letno.



Slika 7: zmanjševanje koncentracije TGP v zraku pri scenariju IEA 2K (Vir: IEA WEO 17)

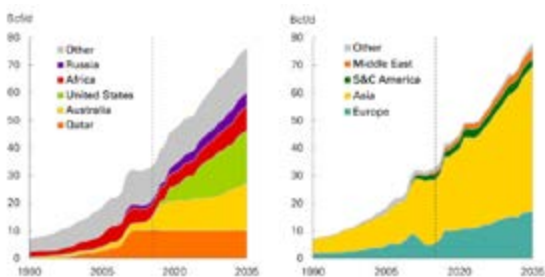
Fosilna goriva bodo v tem obdobju prispevala 60 % k rasti PE. OVE bodo porasli za 285 % do konca obdobja. Pri tem je pomembno omeniti, da se bo več kot 56 % prirasta primarne energije uporabilo za proizvodnjo elektrike. Rast emisij TGP se bo zmanjšala za več kot polovico v primerjavi z zadnjimi 20-letji. BP EO predvideva hitro rast porabe **naravnega plina z letno stopnjo 1,8 %** (slika 8).

Zanimiva je planirana rast LNG, ki se ga v Sloveniji po nepotrebnem otepmo. Njegova raba v pomorskem prometu (v zaprtih morjih) in tovornem prometu po cestah se bo močno povečala (poleg stisnjene naravnega plina (CNG)) in bo prva

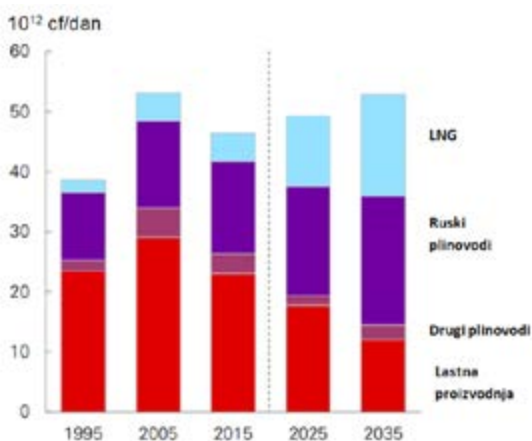


Slika 8: Predvidena svetovna rast primarne energije po vrsti goriv in po deležu (Vir: BP EO 17)

alternativa dizel gorivu v naslednjih letih. Vsako pristanišče bo moralo biti opremljeno s skladiščem in črpalniščem LNG. Predvidena rast proizvodnje in porabe LNG, po predvidevanjih BP, je prikazana na sliki 9. Kako se bo spremenila oskrba z naravnim plinom v EU, je prikazano na sliki 10. LNG predstavlja po scenariju BP že eno tretjino oskrbe s plinom v letu 2035. To je tudi skladno s predvidevanji EK v energetskega svežnju. Zato bo morala Slovenija ponovno premisliti o lokaciji in lastnem skladišču LNG, saj predstavlja izjemno možnost za državne rezerve goriv, da preidejo iz skladiščenja samo tekočih goriv tudi na skladišče.



Slika 9: Rast proizvodnje (levo) in porabe LNG (desno) na svetu (Vir BP EO 17)



Slika 10: Spremembe v oskrbi z naravnim plinom v EU (Vir BP EO 17)

ALI JE NARAVNI PLIN REŠITEV?

Zamenjava nafte in premoga z naravnim plinom je v prehodnem obdobju ekonomsko verjetno najhitrejša rešitev za zmanjšanje emisij TGP. Z njegovo uporabo lahko zmanjšamo emisije TGP v obstoječih tehnologijah za približno 53 % (tabela 2). Torej le zamenjava nafte in premoga z naravnim plinom ni dolgoročna rešitev.

Tabela 2: Emisije TGP v življenjski dobi proizvodnje elektrike [IPCC Special report RE, 2011]

Tehnologija	Opis	50-ni percentile (g CO ₂ -eq/kWhe)	Emisije v% (do premoga)
Hidroelektrarne	z akumulacijo	4	0,4
Vetrne elektrarne	na kopnem	12	1,2
Jedrske elektrarne	različni tipi, II generacija	16	1,6
Biomasa	različno	18	1,8
Sončne TE	parabolična korita	22	2,2
Geotermalne el.	vroča suha kamenina	45	4,5
FNE (PV)	silicijeve polikristalne celice	46	4,6
Naravni plin	različne kombinacije turbin	469	47
Premog	različni tipi procesov	1001	100

Dolgoročna rešitev je torej v **mešanici energentov**, ki se bo s časom spreminjala v skladu s podnebnimi načrti. Ker ni pričakovati, da bomo sedanje tehnologije za pretvarjanje energije v mehansko delo, toploto in ITK v naslednjih 30 letih bistveno spremenili, bomo zato potrebovali najmanj tri oblike energentov: elektriko, plinasta goriva in tekoča goriva. Trdna goriva bodo ali za lokalno uporabo (les) ali za kemično industrijo (premog). Mineralna goriva (jedrsko gorivo v vseh oblikah) bodo postala aktualna, če se bo pojavila nova tehnologija brez ali z malo radioaktivnih odpadkov (npr. novi breztladni visokotemperaturni hitri reaktorji s hladivom iz mešanice staljenih soli (npr. 42 % ZrF₄/ 10 % NaF/ 48 % KF) in gorivom v palicah s staljeno soljo (NaCl + UCl₃)). Pričakujemo lahko torej kombinacijo naravnega plina, OVE (elektrika, sintezni plin, tekoča biogoriva in sintezna goriva) in eventualno nove jedrske tehnologije proti sredini tega stoletja. Povečanje energetske učinkovitosti, zmanjšanje uporabe fosilnih goriv in masovna uporaba OVE so cilji, ki naj bi omogočili doseči zmanjšanje emisij TGP 80–85 % v letu 2050. Pri tem ostajajo nekatera neodgovorjena vprašanja:

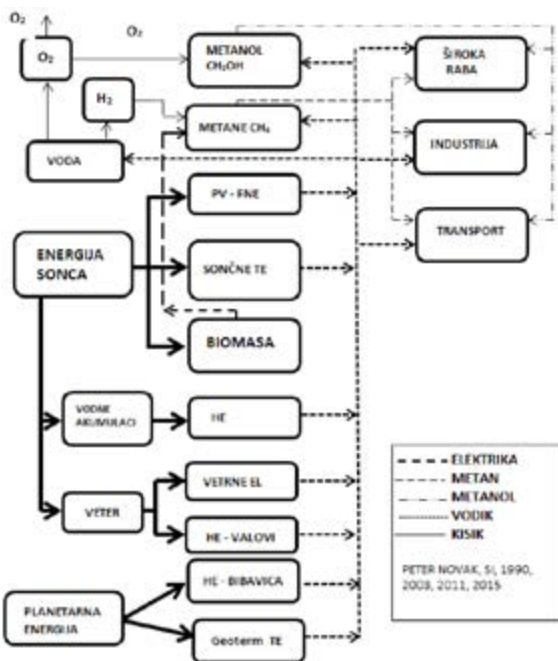
1. Kako rešiti nestacionarne pojave pri proizvodnji elektrike iz OVE, ki bo že v letu 2035 po mnenju vseh predstavljala

okoli 50 % vse končne energije?

2. Kako zadostiti vsem potrebam uporabnikov po vsaj treh osnovnih oblikah nosilcev energije – energentov, za katere so na razpolago učinkovite naprave za pretvarjanje v končno potrebno energijo (delo, toplota, IKT): elektrike, plinastega goriva in tekočega goriva?
3. Kakšna bo cena energentov?

Na prvi dve vprašanji bomo poskusili odgovoriti, na tretje pa lahko že v začetku odgovorimo, da bo v prehodnem obdobju 10-20 let cena energije v energetskega sistemu **višja** od sedanje cene z uporabo fosilnih goriv, saj bodo v ceno vključeni **eksterni stroški za zmanjšanje emisij TGP**. Sedanja in naslednja generacija bosta morali plačevati za dosedanja razvoj energetike, ki je bil in je še naravi škodljiv.

Ker je dolgoročno mogoče rešiti nestacionarnost OVE v velikem obsegu le s kemično akumulacijo OVE, smo ponovno preverili koncept sonaravne energetike, ki je bil predlagan in objavljen³ prvič leta 1990 in nato še 2003, 2011, 2015. Poglejmo si značilnosti predlaganega sonaravnega energetskega sistema, njegove prednosti in slabosti (slika 11).



Slika 11: Shema sonaravnega energetskega sistema brez emisij s kroženjem ogljika

Predlagani energetski sistem predstavlja tehnično rešitev za shranjevanje energije sonca, ki zaradi nizke gostote in velike nestacionarnosti (po kraju in času) ne omogoča zanesljive oskrbe

uporabnikov glede na čas in kraj uporabe.

Značilnosti sistema so, da predstavljata **energija sonca** (obsevanje, padavine, veter, valovi) in **planetarna energija** osnovni vir za proizvodnjo elektrike, ki je **nosilni steber** sekundarne in deloma tudi končne energije. Z ozirom na njene značilnosti (čista eksgergija, težko jo shranjujemo) in vsestransko uporabnost služi kot osnova za kemično akumulacijo sončne energije v obliki do sedaj znanih goriv.

Zaradi nestacionarnosti sončnega sevanja in težav pri shranjevanju elektrike v velikih količinah, jo lahko **dolgoročno** skladiščimo v dveh kemičnih spojinah - gorivih, ki jih že danes uporabljamo. To sta:

- metan CH₄ (**naravni**, dokler bo ekonomsko utemeljen, nato sintezni),
- metanol CH₃OH (lahko tudi bioetanol v prehodnem obdobju).

Poleg tega pa lahko v prehodnem obdobju proizvajamo tudi

- etanol CH₃-CH₂-OH ali C₂H₅O,
- dimetil-eter CH₃-O-CH₃ (takojšnja zamenjava za naravni dizel) in
- sintetični dizel iz organskih odpadkov in biomase v prehodnem obdobju.

Razlogi za tak predlog so: metan in metanol potrebujeta za vezavo 4 atomov vodika, samo en ogljikov atom, ki ga lahko dobimo iz biomase. Vodik bomo po znani tehnologiji pridobili s pomočjo visokotlačne (20 bar) elektrolize vode z višje solarne elektrike (kemično hranjenje energije sonca), ogljik pa iz biomase, v katero ga veže sonce s pomočjo fotosinteze rastlin.

Zakaj ne bioetanol? Zaradi izjemno nizkega izkoristka pretvarjanja sončne energije npr. preko sladkornega trsa (namensko gojenega v te namene), ki je le 0,032 %.

Da bi nov sistem bil praktično uporaben v svetu in v Sloveniji, mora zadostiti naslednjim šestim pogojem:

1. Vir energije mora biti neomejen in razpoložljiv povsod na planetu Zemlja - trajni vir.
2. Nosilci energije ne smejo povzročati emisij TGP pri pretvarjanju.
3. Energija mora biti na razpolago v vsakem času in v vseh potrebnih oblikah: (trdi), tekoči, plinasti ter kot elektrika.
4. Nov energetski sistem mora uporabljati obstoječo infrastrukturo z majhnimi dopolnitvami.
5. V prehodnem obdobju morata brez motenj paralelno delovati oba sistema.
6. Mora biti konkurenčen ob vključevanju v njihovo ceno vseh „eksternih“ (nepriznanih) stroškov, ki jih povzročajo fosilna goriva vokolju.

³ P. Novak: The way to the Energy Sustainable World; Energy and Buildings, 14 (1990), str. 249-256; Nove tehnologije in energetska politika v Sloveniji, Okrogla miza SNK - 3, Petrol (2003), str. 4-8; Energy systems for sustainable development, KGH, Dec. 2011, Beograd; Sustainable energy system with zero emissions of GHG forcities and countries, Energy and Buildings, 98 (2005) str. 27-33.

Če podrobneje pogledamo shemo, lahko zaključimo, da predlagani sistem izpolnjuje vseh šest zahtev, in sicer:

1. Energija sonca in geotermalna energija sta praktično na razpolago povsod.
2. Zagotavlja kroženje ogljika v sistemu in ne povzroča novih emisij.
3. Rešuje problem akumulacije sončne elektrike saj imamo kemično akumulacijo v metanu in metanolu, ki jih lahko hranimo neomejeno dolgo brez izgub in uporabimo kjerkoli in kadarkoli.
4. Omogočen je postopen in popoln prehod na obnovljive vire z uporabo sedanje infrastrukture in njene modernizacije.
5. V prehodnem obdobju omogoča paralelno delovanje obeh sistemov, to je uporabo vseh drugih domačih ali uvoženih energentov.
6. Cena bo odvisna od političnih odločitev o pokrivanju škode zaradi emisij TGP.

Poleg tega pa sonaravni energetski sistem omogoča:

- veliko novih delovnih mest za obdobje 30 let;
- razvoj visokih tehnologij pri pridobivanju, prenosu in uporabi elektrike iz OVE;
- postopno izgradnjo razpršene proizvodnje elektrike z majhnimi letnimi vlaganji in takojšnjim vračanjem vložnega kapitala.

Ob tem ne smemo pozabiti, da uvajanje novega energetskega sistema zahteva:

- smelo politično odločitev, da je smer pravilna in dolgoročno okoljsko prijazna, kar v Sloveniji ni enostavno, ker nočemo biti „pionirji“;
- pametno vodenje razvoja energetike v prehodnem obdobju;
- prerazporeditev javnih in privatnih sredstev iz količinske v kakovostno rast (namesto novogradenj – sanacija obstoječih stavb, javno – privatno partnerstvo pri izgradnji HE – razpis domačih delnic);
- dogovor z znanstveniki in raziskovalci, da se usmerijo v novo smer in omogočijo industriji preboj na novih področjih (npr. tehnologije tankih slojev, steklarna v Sloveniji, povečana proizvodnja PV z več domačimi materiali, novi motorji na metanol in hibridni pogoni, pametna omrežja, prehod iz dodelavnih v izdelavne posle).

Resnica pa je, da bo učinke sonaravnega sistema uživala šele naslednja generacija, tako kot mi sedaj uživamo rezultate izgradnje HE na Dravi takoj po II. svetovni vojni.

VLOGA NARAVNEGA PLINA V SLOVENIJI V PRILAGAJANJU KLIMATSKIM SPREMEMBAM

Odprto je vprašanje, koliko energije bomo potrebovali do leta 2050. Naš predlog: potrebna KE v Sloveniji naj bi se do leta 2020 stabilizirala na okoli od **190 do 200 PJ/a (4.524 ktoe/a)** in se ne

bi spreminjala do leta 2050. Struktura prebivalstva, industrije in široke rabe nam to omogočata brez zmanjšanja kakovosti življenja. Sedanja količina naravnega plina v končni potrebni energiji je 12,1 % in je relativno majhna. Ker moramo zmanjšati emisije TGP na področju izven ETS do leta 2030 le za 15 % (po dosedanjih dogovorih v okviru EU), je realno in ekonomsko utemeljeno, da to zmanjšanje dosežemo z zamenjavo tekočih in trdnih goriv z naravnim plinom, učinkovito rabo energije in uvajanjem OVE. V OP zmanjšanja TGP 2020 (Odločba 406/2009/ES) so podani naslednji cilji, ki jih moramo doseči (v tabeli so izvzete emisije v ETS):

Tabela 3: Spremembe emisij TGP v OP TGP 2020 za Slovenijo

Področje	Letne emisije TGP v letu 2005 v kt CO _{2eq}	Indikativni cilji zmanjšanja glede na leto 2005	
		V letu 2020	V letu 2030
Promet	4.431	+27 % (5.627)	+18 % (5.229)
Široka raba	2.585	-53 % (1.215)	-66 % (1.137)
Kmetijstvo	2.003	+5 % (2.103)	+6 % (2.123)
Ravnanje z odpadki	692	-44 % (388)	-57 % (298)
Industrija	1.511	-42 % (876)	-32 % (1.027)
Energetika	365	+6 % (387)	-16 % (307)
Skupaj	11.587	-8,6 % 10.596	-12,6 % 10.121
Cilji po odločbi		-13 % manj od odločbe 12.117 kt	

Ker pa veljajo tudi širša določila o zmanjšanju celotne emisije TGP v posameznih državah, moramo do leta 2030 zmanjšati celotno količino emisij TGP, napram letu 1990, za 7.378 kt, po letu 2020 pa za **3.689 kt** (brez ponorov) ali za 2.369 kt z upoštevanjem ponorov (ki pa se po energetskem svežnju ne bodo več upoštevali).

K temu lahko največ doprinese povečanje uporabe OVE v končni energiji (KE) od 25 do 35 % (27 % obvezno za vse članice, 35 % bo za Slovenijo zelo verjetna obveza). Do leta 2030 naj bi zmanjšali porabo fosilnih goriv, zaradi OVE za ~483 ktoe in s tem tudi emisije TGP za ~1.280 kt. Zmanjšanje ostanka emisij 2.409 kt pa moramo doseči z:

- učinkovito rabo energije,
- zmanjšanjem porabe naftnih derivatov in
- njihovo zamenjavo s plinom: naravnim, bio ali sintetičnim plinom. Prihraniti je potrebno v celoti okoli 900 ktoe fosilnih goriv.

V OP TGP 2020 žal najdemo nekatere rešitve, ki ne vodijo k dobrim rezultatom. Z izvajanjem ukrepov se bo povečal delež

naprav na obnovljive vire energije. Zato naj bi bilo v obdobju 2014-2020 po projekcijah npr. v enodružinskih stavbah na novo nameščenih:

- 46.500 kotlov na lesno biomaso, (če računamo s povprečno priključno močjo 15 kW to pomeni ÷ 700 MW moči ali enakovredno novi TEŠ 6, brez zagotovila o kakovosti naprav (velike emisije PM10 ali PM 2,5 iz teh naprav so v OP TGP popolnoma spregledane?);
- 38.900 toplotnih črpalk (okoli 584 MW priključne toplotne moči ali pri grelnem številu 4 novih 146 MW_e za njih.);
- 94.000 m² sprejemnikov sončne energije ter
- 21.000 toplotnih črpalk za pripravo tople sanitarne vode.

Vloga naravnega plina, bioplina in sinteznega plina v OP TGP 2020 ni zajeta, kljub njegovi razpoložljivosti, okoljski prijaznosti in nizki ceni.

V prometu predvideva OP povečanje emisij, ker upošteva obstoječe tehnologije. Delež naftnih derivatov v končni energiji predstavlja 46,5 % (EBS 2016) ali 2.179 kt_{oe}, od tega 1.765 kt_{oe/a} v prometu (40 % KE). Promet ne povzroča samo visoke emisije TGP, ampak imamo težave tudi z emisijo delcev PM10. Da bomo lahko zmanjšali emisije TGP in PM10 do leta 2030 za 20 % namesto povečanja za 18 % (po OP), bo potrebno v prometu doseči hitrejšo zamenjavo naftnih derivatov s komprimiranim in utekočinjenim naravnim plinom in hibridnimi ali električnimi vozili. **Skladišče utekočinjenega naravnega plina (UNP)** je v Sloveniji več kot potrebno, saj ga bomo morali imeti na vseh večjih črpalkah ob avtocestnem križu, dostavljali pa ga bodo na črpalke tako, kot danes tekoči dušik v tovarne. Nemška študija⁴ o uporabi UNP za tovorni promet v EU predvideva prvo tako črpalko v Sloveniji na Jesenicah. V skladu z Energetskim svežnjem je sedaj priložnost, da damo v Sloveniji v tem prehodnem obdobju plinu ustrezno prednost.

Ker je plinska infrastruktura v Sloveniji relativno dobro razvita, lahko v kratkem času povečamo porabo naravnega plina od sedanjih 830 Mm^{3/a} po naši oceni vsaj na 1.400 Mm^{3/a} v letu 2030.

To skoraj 50 % povečanje bi se namenilo za široko in ostalo rabo v obsegu 200-250 Mm^{3/a} in za promet preostalih 320 do 370 Mm^{3/a}. To pomeni tudi zmanjšanje emisij TGP. S tem bi zmanjšali porabo naftnih derivatov za 470 kt_{oe/a} (ali za 26,3 %) in zmanjšali emisijo TGP za okoli 141 kt CO₂/a in emisijo PM 10 skoraj na polovico (pri uporabi plina v prometu se emisija TGP napram dizlu in bencinu ne zmanjša bistveno, zaradi manjše kurilnosti plina).

V kolikor pa bi sledili sonaravnemu energetskemu konceptu, potem bi do 2030 velik del tega povečanja lahko prevzela bio- in sinmetan. V tem primeru bi bilo seveda zmanjšanje emisij TGP veliko večje, saj sta del sistema naravnega kroženja ogljika. S tem

pa se pojavi nov način delovanja plinovodnega omrežja, saj se v njem pretaka uvoženi naravni in domači okolju prijazen plin brez emisij TGP.

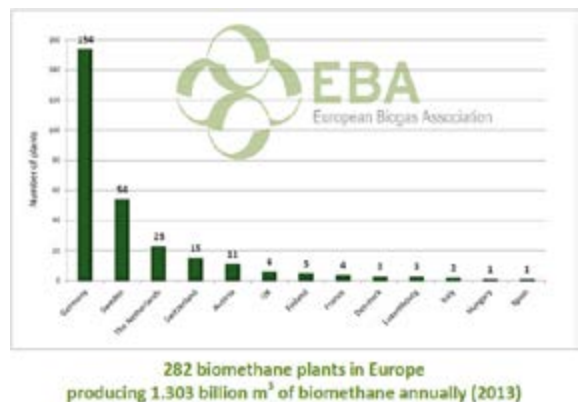
BOLJŠA REŠITEV KOT SAMO UVOZ NARAVNEGA PLINA JE »HIBRIDIZACIJA« PLINOVODOV

Številne države v EU so resno pristopile k uvajanju biometana v svoje plinovode. V plinovodih se torej pretaka mešanica plinov različnega izvora in to imenujemo „hibridizacija plinovodov“. Proces je podoben kot v elektroenergetiki, kjer v omrežje vstopajo različni centralni (HE, TE, JEK) in lokalni proizvajalci elektrike iz SPTe (soproizvodnje) ali FNE (fotonapetostnih elektrarn). Distribucija plina v Sloveniji se bo jutri soočila z enakim procesom.



Slika 12: Število instaliranih naprav za proizvodnjo klasičnega bioplina

Na sliki 13 je prikazana količina biometana, ki se dovaja v plinovode. Vidimo, da prednjači ZRN, sledijo ji Švedska, Nizozemska in Švica. V Nemčiji poteka hibridizacija plinovodov že vrsto let. Količina biometana je dosegla v letu 2014 že 638 Mm³. To je skoraj 77 % slovenske porabe plina.



Slika 13: Število in količina bioplina, ki se vtiskuje v plinovode v EU

⁴ Vir: <http://www.dena.de/en/topics/energy-efficient-transport-systems.html>, 2014

Zakaj je hibridizacija plinovodov pričakovana razvojna smer? Tako kot se v električnem omrežju pretaka sočasno elektrika iz različnih virov: TE, JE, HE, VE, GE, se bo zgodilo tudi pri distribuciji plina. Uporabnik se lahko naroči na elektriko iz OVE – zeleno elektriko, ali pa uporablja umazano iz fosilnih goriv.

Dobavitelji bodo lahko dobavljali naravni plin, bioplin ali sintezni plin. Zadnja dva bosta iz OVE in okolju neškodljiva. Delež enega ali drugega se bo spreminjal s časom in krajem, enako tudi cena. Kakšne so tehnološke možnosti?

PROIZVODNJA BIOMETANA

- Dobro poznamo proizvodnjo bioplina, ki je mešanica biometana CH₄ (65-70%) in CO₂ (30-35 %) ter manjše količine ostalih plinov. Nastaja pri anaerobni presnovi organskih snovi in vrste odpadkov. To je znana in uveljavljena tehnologija, ki je s tunelsko rešitvijo postala tudi investicijsko in obratovalno ugodnejša. Po odstranitvi primesi je biometan enak naravnemu plinu in ga lahko uporabljamo v široki rabi (obstoječa infrastruktura) in seveda v transportu v obliki stisnjene (CNG) ali utekočinjenega plina (LNG).
- Procesi s tehnologijo anaerobne presnove se zaradi svoje uveljavljenosti običajno uvrščajo v procese prve generacije biogoriv.
- Biosintezni plin (SNG - Bio Synthetic Natural Gas) pa pridobivamo z uplinjanjem ligninsko-celuloznih materialov (odpadni les, suha trava). To so procesi druge generacije. Pri tem ne dodajamo vodika iz elektrolize vode z OVE.
- Številni projekti za optimizacijo procesov potekajo v okviru **Bio-SNG demonstracijskih projektov (npr. VERBIO straw project)**.
- Dokler se material za proizvodnjo bioplina ne pridobiva na površinah, namenjenih za proizvodnjo hrane, je tako pridobivanje plina sonaravno, saj ne konkurira pridobivanju hrane.

Biometan iz prve in druge generacije naprav je potrebno temeljito očistiti, preden je primeren za vtiskovanje v plinovode (slika 14). Iz analiz v EU smo dobili podatek, koliko bioplina bi lahko pridobili s sedanjo tehnologijo. Po ocenah je v EU mogoče doseči proizvodnjo bioplina in biometana v količinah, ki so podane v tabeli 4. V celotni EU je bilo leta 2015 porabljenih 426,3. 109 m³ naravnega plina. Če to primerjamo z ocenjeno proizvodnjo bioplina, ta ne doseže niti 8 % dosedanje porabe naravnega plina. Zato je nujno preiti na tretjo generacijo proizvodnje plina iz biomase.

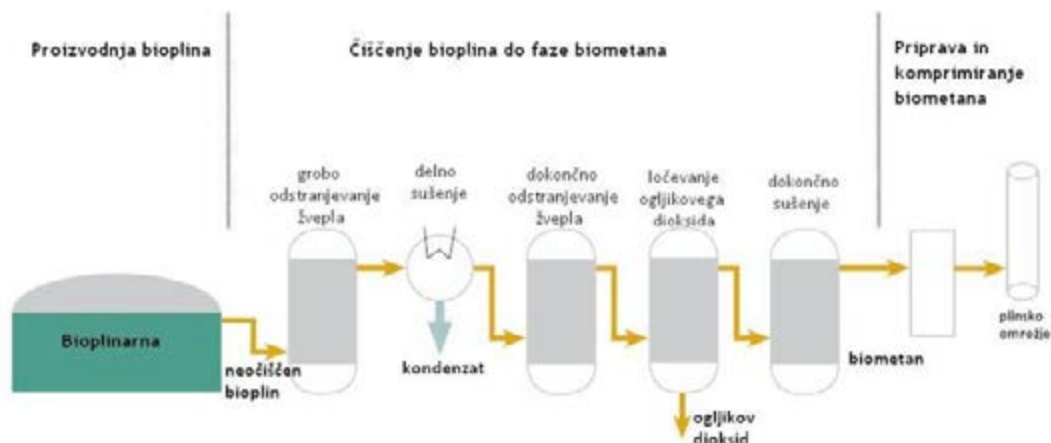
Tabel 4: Ocenjena bodoča proizvodnja bioplina v EU do leta

Leto	Bioplin Mm ³ /a	Od tega biometan v Mm ³ /a
2010	11.780	300
2020	17.750	6.500
2030	30.300	18.000

Za Slovenijo uradna ocena ni znana, saj je tudi usoda sedanjih naprav neznana, nove, predvsem za sintezni metan, pa se bodo gradile verjetno po sprejetju EKS in na osnovi tretje generacije naprav za sintezni plin.

Po naši oceni, in na osnovi sedaj znane količine lesnih ostankov iz gozda v Sloveniji (870.000t/a), pa je mogoča proizvodnja okoli 500 Mm³/a sinteznega plina (okoli 20 PJ KE). Upošteva se še ostanke na poljih pa je ta količina večja še za 500.000-645.000 ton/a. Če pri tem računamo na dodatni vodik iz elektrolize vode z elektriko iz OVE in tretjo generacijo za sinezo metana, potem pridemo do številke, ki je blizu napovedani potrebni količini plina (1.400 Mm³/a).

Količina ogljika v naravno suhi biomasi s 15 % vode je približno 44 %, kisika 35 %, vodika 5 % in 1 % ostalih primesi. Zaradi tega je uporaba ogljika iz biomase za predelavo v biometan s pomočjo vodika iz elektrolize vode tako pomembna. Na tej osnovi so



Slika 14: Postopek čiščenja bioplina iz naprav prve generacije (Vir: Biomethan Regions, Kmetijski inštitut, Ljubljana)

izračunali (študija DBFZ 18) največjo tehnično možno proizvodnjo metana, ki je med $(151-246) \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$ (5.477 - 8.884 PJ).

Ta tehnični potencial obsega biometan proizveden v digestorjih in bio sintezni plin (tabela 5).

Zelo intenzivne priprave potekajo za uporabo bio- in sinmetana v transportu. Naj navedemo samo nekatere projekte, financirane s strani EU, ki so v teku: Za uporabo biometana v transportu potekajo številni projekti financirani v okviru EU, npr.: BIOMASTER, MADEGASCAR, GasHighWay, BioGas Max, Urban Biogas, Green Gas Grids in Baltic Biogas Bus.

Tabela 5: Tehnični potencial za proizvodno metana in sinteznega metana v EU

Resursi	10 ⁶ m ³ /a	Delež v %
Lesna biomasa	66	43,7 - 26,8
Listnata biomasa	11	7,3 - 4,5
Vlažni ostanki biomase	26	17,6 - 10,6
Energijske rastline	48 - 143	31,8 - 58,1
Skupaj	151 - 246	100

Vir: Bio-methan European Roadmap, Work Package 3, 2014

Ostali projekti, ki so tudi vezani na uporabo plina, pa so še: BIOSURF, BioWALK, 4Biofuels, FaBbiogas, BIOGASFUEL, Urban Biogas in Green Gas Grids.

Izven projektov EU imamo še vrsto strokovnih organizacij, forumov, drugih skupnih raziskav in razvojnih projektov, od katerih naj navedemo le najbolj pomembne: European Biogas Association; NVGA Europe (Natural Gas Vehicle Association) - promoting the use of Bio-CNG, LNG and L-CNG; Farmagas; Biogas Regions; UK Anaerobic Digestion and Biogas portal; Biomethane Transport Forum UK; Biogas as a Road Transport Fuel Report IEA Task 37 - Energy from Biogas and Landfill Gas; Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection.

Vse zgoraj navedeno dokazuje, da postaja plinu - metan, ne glede na njegov izvor, hrbtenica prihajajočega energetskega sistema. Temu bo seveda v drugi fazi sledila proizvodnja metanola, kot tekočega goriva s praktično neomejenim trajanjem in vsestransko uporabnostjo, saj je to oksidirano gorivo primerno za vse namene: pridobivanje toplote, elektrike ali mehanskega dela.

V praksi imamo vrsto demoprojektov, ki dokazujejo naše usmeritve. V februarju 2014 je Cambi AS odprl postrojenje blizu Osla za predelavo 50,000 ton odpadkov hrane v bioplin in proizvodnjo LNG za uporabo v lokalnem avtobusnem transportu. Napravo za utekočinjanje je dobavila Wäertsilä Corporation. Proizvedli bodo gorivo za 135 avtobusov. Napravo upravlja agencija EGE (Waste-to-Energy Agency) mesta Oslo. Razvija se nova tehnologija za povečanje vsebnosti metana v bioplenu, tako da bi bil primeren za direktno napajanje plinovodov.

Primer take rešitve je razvilo podjetje ETW Energietechnik v Nemčiji, ki uporablja tehnologijo Pressure Swing Absorption (PSA) razvito pri Schmak Carbotech.

Decembra 2013 sta UK National Grid in Future Biogas napovedala projekt vreden £ 8 m za predelavo 35,000 ton biomase v 12,000 m³ biometana za vtiskavanje v plinsko mrežo z naravnim plinom. V februarju 2014 sta Iona Capiat in Scotia Gas Networks objavila investicijo v projekt „bioplin v mrežo“ na Škotskem.

Švedska vodi pri uporabi bioplina v prometu. Poleti 2012 je pričela obratovati naprava za utekočinjanje biometana v Lidköping, Sweden. Naprava proizvaja bio - CNG in LNG za tovornjake in avtobuse in jo upravlja Lidköping Biogas AB, ki je v lasti Göteborg Energi AB in občine Lidköping. Swedish Biogas International Lidköping AB pa upravlja napravo za proizvodnjo bioplina. V UK firma TESCO (trgovina) uporablja 25 vozil za razvoz, ki uporabljajo tekoči biometan. Gorivo dobavlja podjetje iz UK Gasrec (prva tovarna, ki komercialno proizvaja tekoči bioplin-metan v Evropi).

EKONOMIČNOST BIO-, SINMETANA

Cena biometana je višja kot cena naravnega plina. V cenah naravnega plina niso všteti eksterni stroški zaradi vpliva na okolje. Ker s proizvodnjo biometana uporabljamo odpadne snovi in biomaso pred njenim naravnim razpadom (gnitjem), je to narodno - gospodarsko in okoljsko zelo utemeljeno. Kako bo trg bio- in sinmetana reguliran, pa je odvisno od politike do okolja tako v posamezni državi, kakor tudi v EU. V energetskega svežnju so napovedi, da bo ta trg preko upravljanja z energijsko unijo ustrezno reguliran.

Brez dvoma pa klasični tržni mehanizmi odpovedo, saj škode v okolju ni mogoče enostavno izračunati.

ZAKLJUČEK

ZAKLJUČEK

Energijski (energetski) sveženj prinaša velike spremembe v energetiki Evrope. Slovenija je pred sprejetjem EKS, v katerem bo morala upoštevati spremembe nakazane v svežnju in se še posebej opredeliti do uporabe organskih odpadkov in biomase, saj je to lahko naš obnovljiv rudnik sinteznega metana. Prehod na skoraj 100 % OVE bo dolg in ekonomsko boleč. Okolje ima svojo vrednost, ki jo bomo morali oceniti in stroške za