

Dubravko Sabolić¹
HEP-Operator prijenosnog sustava d.o.o.
Zagreb, Hrvatska

EKONOMSKA PITANJA U VEZI DEKARBONIZACIJE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

Sažetak

Ostvarivanje ciljeva Europske unije glede smanjenja emisija ugljikovog dioksida za osamdeset posto do 2050. godine podrazumijeva, među ostalim, ostvarivanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora u udjelu od 96 ili više postotaka. Isto tako, elektroenergetski sustav u najširem smislu treba značajno povećati vlastitu energetske učinkovitost. Ovako ambiciozni ciljevi, koji iz današnje perspektive izgledaju gotovo nedostižnima, zahtijevat će izuzetno velika kapitalna ulaganja u postrojenja bazirana na čistim tehnologijama, odnosno, troškovi očuvanja okoliša više se neće moći zaobilaziti kao do sada. Te troškove društvo će kao cjelina morati podnijeti kroz bitno povećanje cijena energije u svim njenim oblicima. Današnji sustavi subvencija, na kojima počiva razvoj obnovljivih izvora energije, morat će u tako udaljenoj budućnosti kao što je 2050. godina biti potpuno napušteni, i sustav će morati postati samoodrživ u ekonomskom smislu. U ovom članku pokušava se sagledati ekonomske izazove pred kojima se nalazi elektroenergetski sustav u procesu rapidne dekarbonizacije, te ukazati na neke od opće raširenih zabluda u vezi tog procesa.

Dubravko Sabolić¹
HEP-Transmission System Operator, Llc.
Zagreb, Croatia

ECONOMIC ISSUES IN POWER SYSTEM DECARBONIZATION

Abstract

Achieving the eighty-percent decrease in carbon-dioxide emissions until 2050, which is the primary goal of the European Union's long-term energy policy, assumes, inter alia, that the electricity part of the system will be able to produce at least 96 percent of electricity from renewable sources. Moreover, the power system in the widest sense of the word should significantly increase its energy efficiency. Such tremendously ambitious goals, which may as well seem almost unattainable from today's perspective, will certainly require hefty capital investments in plants based on clean technologies, thus, the costs of pollution externalities will not be avoidable anymore. They will have to be bore by the society through substantial increase in energy prices relative to other products and services. Today's subvention schemes, which support current development of renewable sources, will have to be completely abandoned until such a distant future as 2050 is. The power system will have to become self-sustainable in an economic sense. This work pertains to economic challenges which face the power system in a forthcoming processes of rapid decarbonization, as well as to some widely-spread blunders about them.

¹ Stavovi izraženi u ovom radu autorovi su osobni stavovi, koji ne odražavaju nužno stavove HEP-Operatora prijenosnog sustava d.o.o., niti se mogu pripisati tom poduzeću. --- The views expressed in this article are those of the author and do not necessarily represent the views of, and should not be attributed to, the HEP-Transmission System Operator, Llc.

1. UVOD

Europska komisija definirala je strategiju energetskeg razvitka Europske unije do 2020. u službenom dokumentu „Energija 2020 – Strategija za konkurentnu, održivu i sigurnu opskrbu energijom“ (European Commission, 2010). S obzirom na kratkoću roka u kojemu će se primijeniti ova strategija, može se prigovoriti da se ne radi o dugoročnom sagledavanju strateških odrednica energetskeg razvitka europskog prostora, kakav je inače uobičajen u sektoru energetike. Godine 2011. je Europska komisija izdala i službeni dokument pod nazivom „Plan za energiju 2050“ (European Commission, 2011), u kojemu su definirani strateški ciljevi razvoja energetskeg sektora EU-a za razdoblje do 2050. godine.

Strategija za 2020. godinu temelji se na pet osnovnih odrednica:

- Učinkovito korištenje energije s postizanjem ušteda od 20 posto do 2020. godine
- Osiguravanje slobodnog prometa energijom diljem prostora EU-a
- Raspoloživost, sigurnost i troškovna dostupnost energije za građane i poduzeća
- Predvođenje u tehnološkom napretku u energetskeg sektoru
- Razvoj jakog međunarodnog partnerstva, naročito sa susjednim zemljama.

Osobito važnim dijelom energetske strategije Europske unije u ovom desetljeću smatra se tzv. Agenda 20/20/20. To je političko geslo koje oslikava temeljne ciljeve strategije energetike EU-a do 2020:

- dvadeset posto uštede energije kroz povećanje energetske učinkovitosti
- dvadeset posto udjela energije iz obnovljivih izvora u finalnoj potrošnji do 2020. godine.

Mjere politike za dostizanje udjela energije iz obnovljivih izvora od 20 posto u ukupnoj finalnoj potrošnji do 2020. obrađuju se, među ostalim, u Direktivi Europskog vijeća i Parlamenta o obnovljivim izvorima, 2009/28/EC (European Communities, 2009a). Svakoj državi članici EU-a dodijeljena je ciljana vrijednost udjela energije iz obnovljivih izvora u finalnoj potrošnji, koju treba dostići do 2020. godine. Na razini čitave Europske unije ciljana vrijednost je 20 posto, a ispunjenje nacionalnih ciljeva, koji su različiti s obzirom na specifične okolnosti pojedinih država članica, dovelo bi upravo do tog postotka na razini Unije. U tablici 1, preuzetoj iz Dodatka I Direktive 2009/28/EC, nalazi se popis članica EU-a, udjela energije iz obnovljivih izvora u finalnoj potrošnji 2005. godine, kao i ciljna veličina tog udjela za 2020. Hrvatska nije na tom popisu, ali je u procesu pregovora o pristupanju Europskoj uniji preuzela obvezu dostizanja predmetnog udjela od najmanje 8 posto u 2020. godini.

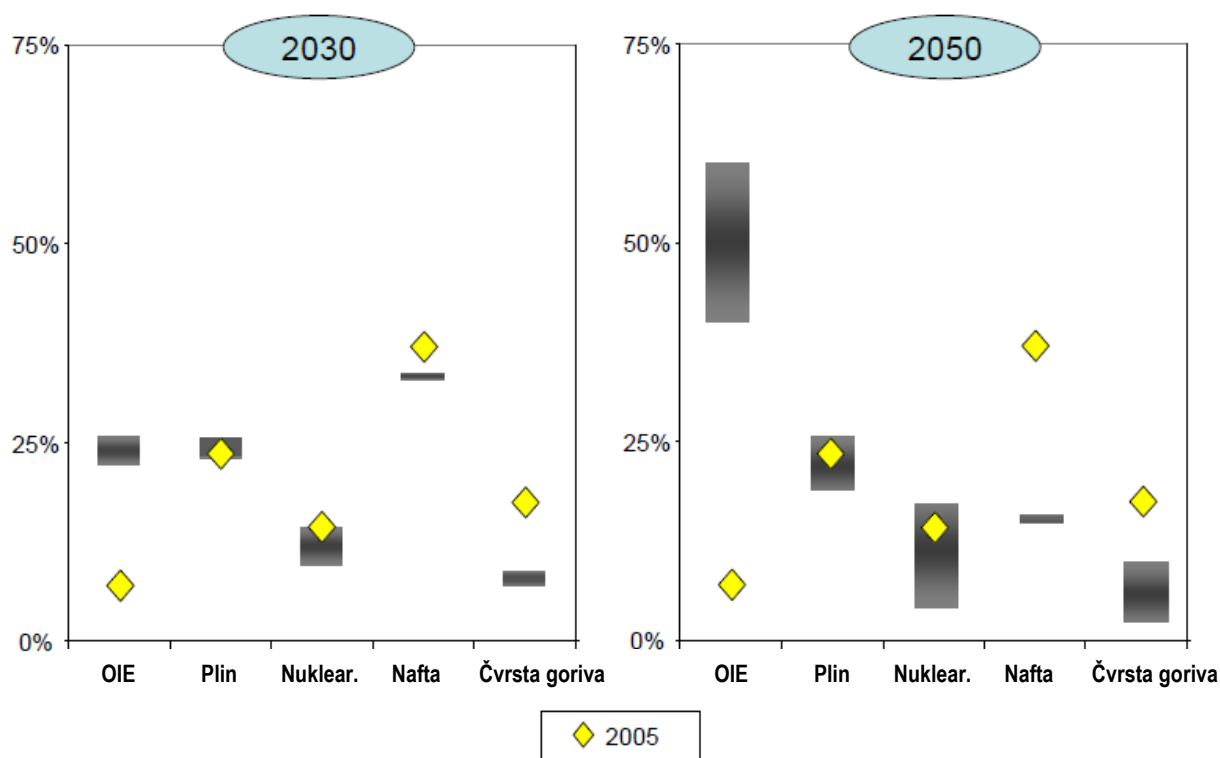
Karakteristika srednjoročne energetske strategije Europske unije je i zadržavanje relativno niskog udjela nuklearne energije u proizvodnji električne energije. Iako se može reći da je utjecaj nuklearnih elektrana na okoliš relativno slab, rizici katastrofalnih događaja poput onih u Černobilu ili Fukušimi percipiraju se još uvijek velikima, pa je političko opredjeljenje Europske unije oslanjati se maksimalno na obnovljive izvore, a, koliko je moguće, manje na nuklearnu energiju.

Dugoročna strategija energetskeg sektora Europske unije (European Commission, 2011) počiva prvenstveno na „dekarbonizaciji“ proizvodnog/potrošnog miksa energetskeg izvora, odnosno maksimalno mogućeg smanjenja udjela energije proizvedene iz fosilnih goriva u finalnoj potrošnji. S obzirom da tehnološki razvoj u sferi transporta za sada još uvijek ne

Tablica 1. Opći nacionalni ciljevi glede udjela energije iz obnovljivih izvora u ukupnoj finalnoj potrošnji. Izvor: European Communities, 2009a.

DRŽAVA	Udio 2005.	Cilj za 2020.
Belgija	2,2 %	13 %
Bugarska	9,4 %	16 %
Češka	6,1 %	13 %
Danska	17,0 %	30 %
Njemačka	5,8 %	18 %
Estonija	18,0 %	25 %
Irska	3,1 %	16 %
Grčka	6,9 %	18 %
Španjolska	8,7 %	20 %
Francuska	10,3 %	23 %
Italija	5,2 %	17 %
Cipar	2,9 %	13 %
Latvija	32,6 %	40 %
Litva	15,0 %	23 %
Luksemburg	0,9 %	11 %
Mađarska	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Nizozemska	2,4 %	14 %
Austrija	23,3 %	34 %
Poljska	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumunjska	17,8 %	24 %
Slovenija	16,0 %	25 %
Slovačka	6,7 %	14 %

Slika 1. Strateška orijentacija Europske unije u pogledu udjela obnovljivih izvora energije (OIE) i ostalih primarnih izvora u strukturi finalne potrošnje za 2030. i 2050., u usporedbi sa stanjem iz 2005. godine. Izvor: European Commission, 2011.



omogućuje radikalno smanjenje korištenja fosilnih goriva, za očekivati je da će sektor električne energije biti pod posebnim pritiskom glede smanjenja korištenja fosilnih goriva u elektranama. Planirani trend dekarbonizacije ilustriran je na slici 1. Visina sivih stupaca na slici ukazuje na scenarijske neizvjesnosti u procjenama. Naravno, neizvjesnost raste s odmakom od današnjeg vremena u dalju budućnost.

Strategija Europske unije za razdoblje do 2050. godine počiva na deset temeljnih strukturnih promjena koje moraju zahvatiti energetski sustav u cjelini, na razini čitave Europske unije, koje su sistematizirane i ukratko opisane u tablici 2.

Tablica 2. Strukturne promjene u energetskom sektoru koje predviđa energetska strategija EU-a do 2050. godine (prema European Commission, 2011).

1.	<i>Dekarbonizacija</i>	Scenariji koje je Europska komisija analizirala pripremajući Plan za energiju 2050. pokazuju da je provedba obuhvatne dekarbonizacije energetskog sustava moguća, i da će ona u konačnici osigurati manje društvene troškove proizvodnje i dobave energije od onih koji bi nastali u slučaju nastavka današnjih politika. U slučaju obuhvatne dekarbonizacije, izloženost rizicima cijena goriva pala bi na oko 35-45%, ponajviše zbog smanjenja ovisnosti o uvozu, u usporedbi s 58% iz 2005. godine.
2.	<i>Povećanje kapitalnih i smanjenje operativnih troškova sustava</i>	Svi scenariji dekarbonizacije ukazuju na bitnu promjenu u strukturi izvora energije, koje će u budućnosti koštati skuplja izgradnja (tj. povećani kapitalni troškovi) i jeftinije „gorivo“ (tj. smanjeni operativni troškovi). Tome će doprinijeti i primicanje rokova dekomisije postojećih velikih energetskih postrojenja, kojima istječe životni vijek. To će imati značajan utjecaj na ekonomiju u cjelini, kroz kreiranje novih radnih mjesta u proizvodnji, uslugama, građevinarstvu, prometu i poljoprivredi. To će također stvoriti brojne prilike za europsku industriju i uslužni sektor, te povećati potrebu za istraživačkim i inovacijskim radom s ciljem postizanja konkurentnosti na globalnoj razini.
3.	<i>Porast značaja elektroenergetskog sektora</i>	Svi razmatrani scenariji ukazuju na znatno povećanje uloge elektroenergetskog sektora unutar cjelovito promatranog energetskog sektora, jer se predviđa udvostručenje udjela električne energije u ukupnoj finalnoj potrošnji, na nekih 36-39% u 2050. godini. Elektroenergetski sustav morat će podmirivati oko 65% energije za pogon osobnih i lakih teretnih automobila. Sustav proizvodnje električne energije morat će proći kroz vrlo velike strukturne promjene, s ciljanim udjelima „čiste“ proizvodnje od 57-65% u 2030., do čak 96-99% u 2050.
4.	<i>Cijene električne energije rast će do 2030. godine</i>	Postupan izlazak iz pogona dotrajalih i već potpuno otpisanih postrojenja, te značajna kapitalna ulaganja u nove obnovljive izvore, dovest će do 2030. godine do rasta cijena električne energije. Porastu finalnih cijena električne energije doprinosit će također i ulaganja u regulacijske kapacitete sustava, koji su potrebni zbog stabilizacije sustava u kojemu radi vrlo veliki postotak intermitentnih izvora, kao i ulaganja u nove kapacitete prijenosnih mreža za prihvat velikih novih obnovljivih izvora izgrađenih na područjima gdje ne postoje zatečeni mrežni kapaciteti.
5.	<i>Troškovi energije u kućanstvima će značajno rasti</i>	U svim analiziranim scenarijima predviđa se postupan porast troškova kućanstva za energiju na oko 16% do 2030., nakon čega će taj postotak ostati relativno stabilan do 2050. Isti trend vrijedit će i za malo i srednje poduzetništvo, dakle općenito za kategoriju malih i relativno malih potrošača. Stabilizaciji udjela energije u troškovima kućanstva doprinijet će očekivano povećanje energetske učinkovitosti, što podrazumijeva najprije značajna ulaganja u zamjenu opreme koja koristi električnu energiju efikasnijom.
6.	<i>Za uspjeh strategije ključno je povećanje energetske učinkovitosti</i>	Plan za energiju 2050. predviđa smanjenje potražnje za primarnom energijom od čak 16-20% do 2030., odnosno 32-41% do 2050., u odnosu na potražnju za primarnom energijom kakva je zabilježena u 2005. godini. Ova odrednica strategije je, može se reći, „najproizvoljnija“ od svih deset, jer zahtijeva najveće moguće napore u smislu podizanja energetske učinkovitosti na svim mjestima u sustavu, od proizvodnih objekata do najmanjih uređaja u najmanjim kućanstvima, uz vrlo neizvjesne krajnje rezultate. Stoga ova strategija predviđa formuliranje mjera politike u svim ekonomskim sektorima, kao i društvu u cjelini.
7.	<i>Snažan porast udjela OIE-a</i>	Udio obnovljivih izvora energije rast će vrlo značajno, kako bi do 2050. dostigao udio u ukupnoj finalnoj potrošnji energije od 55%, što je čak za 45 postotnih poena, ili za 5,5 puta, više nego danas. Pretpostavka za to je, među ostalima, postizanje proizvodnje 96% ili više električne energije iz obnovljivih izvora u istom roku.
8.	<i>Implementacija CCS sustava</i>	Ukoliko dođe do uspješne komercijalizacije sustava za hvatanje i spremanje ugljikovog dioksida koji nastaje sagorijevanjem ugljena u termoelektranama (CCS, engl. <i>Carbon Capture and Sequestration</i>), oni će igrati ključnu ulogu u dekarbonizaciji energetskog sustava, napose u smislu komplementa nuklearnoj tehnologiji proizvodnje električne energije.
9.	<i>Porast značaja nuklearne tehnologije</i>	Nuklearna tehnologija bit će nezaobilazna u osiguravanju bazne potrošnje električne energije iz izvora koji gotovo uopće ne opterećuje okoliš emisijama stakleničkih plinova. Nuklearna tehnologija bit će naročito važna u državama članicama Europske unije koje već imaju tradiciju u njenom korištenju, te u slučaju kašnjenja u razvoju komercijalno konkurentnih sustava za hvatanje i spremanje ugljikovog dioksida.
10.	<i>Povećanje međudjelovanja centraliziranog i decentraliziranog dijela sustava</i>	Današnji elektroenergetski sustavi sadrže najvećim dijelom velike ili relativno velike proizvodne jedinice zbijene na relativno malom broju lokacija s obzirom na raspršenost stanovništva i industrije. Tehnologije za korištenje obnovljivih izvora omogućuju razvoj decentraliziranih sustava s proizvodnim objektima distribuiranim po naseljima i industrijskim pogonima. Danas su sa stanovišta vođenja elektroenergetskog sustava takvi distribuirani proizvodni objekti zanemarivi zbog svoje malobrojnosti, odnosno vrlo malog udjela u ukupnoj proizvodnji električne energije. Veliko širenje ovakvih malih izvora (npr. solarnih elektrana na krovovima kuća, malih postrojenja na bioplina ili biomasa, i sl.) dovest će do značajne operativne međuovisnosti između centralno vođenog sustava i decentralizirane proizvodnje, što nameće vrlo velike tehničke i ekonomske izazove ispred operatora mrežnih sustava prijenosa i distribucije, koje danas još nije lako sagledati u cjelini.

2. DRUŠTVENI TROŠAK EMISIJE UGLJIKOVOG DIOKSIDA

Ostvarivanje strateških ciljeva EU-a u pogledu dekarbonizacije energetskeg sustava, ukratko opisanih u prethodnom poglavlju, ne predstavlja samo tehnološki i tehnički izazov, već i ekonomski i politički izazov vrlo velikih razmjera. Uzrok problema, kako se ispostavilo kroz zadnjih par desetljeća, je ne samo u ograničenosti zaliha fosilnih goriva, nego i u zagađenju stakleničkim plinovima, pri čemu je proizvodnja električne energije odgovorna za značajan dio emisija generiranih ljudskim aktivnostima – oko jedne trećine. Kontrola klimatskih promjena izazvanih ekonomskim aktivnostima čovječanstva postala je glavna politička snaga koja usmjeruje razvoj elektroenergetskog sektora prema rapidnoj dekarbonizaciji proizvodnje. U ovom radu fokus je na zagađenju emisijama CO₂.

Problem ozelenjavanja elektroenergetskog sustava počiva na dosadašnjem, praktički potpunom izbjegavanju troškova očuvanja okoliša prilikom izgradnje i eksploatacije elektrana koje emitiraju zagađivače. Iz tog razloga, „prljave“ elektrane, poput onih na ugljen, ostvaruju znatnu konkurentsku prednost, ne samo na trenutnim i terminskim tržištima električne energije, nego i u smislu troškova proizvodnje električne energije sravnjenih na ukupan životni ciklus elektrane. Novorazvijene „čiste“ tehnologije su „skuplje“ upravo u tom smislu, i zbog toga one danas još uvijek nisu u stanju konkurirati klasičnoj proizvodnji iz fosilnih goriva bez značajnih subvencija.

Ipak, bez obzira na subvencije i druge oblike poticanja razvoja obnovljivih izvora, koji je važan i zbog sazrijevanja, pa time i pojeftinjenja, tehnologije, ključan ekonomski problem dekarbonizacije leži u neravnopravnom nadmetanju u kojemu su do sada zagađivači bili oslobođeni snošenja društvenih troškova zagađenja. Problem se može gledati i kao neka vrsta „free riding“ fenomena: ni potrošači nisu baš vršili pritisak na vlasnike „prljavih“ elektrana da ulažu u zaštitu okoliša, jer bi to dovelo do povećanja maloprodajnih cijena električne energije u kratkom roku. Ovako, današnji potrošači „odgurali“ su stvarne troškove proizvodnje električne energije od sebe prema budućim generacijama. No, ti troškovi će neminovno doći na naplatu, a monumentalna opseg potrebnih ulaganja, koji se nazire iz elemenata strategije EU-a pobrojanih u poglavlju 1, ukazuje na to da će zbog očuvanja okoliša, kao i zbog potrebe postupne supstitucije fosilnih goriva zbog neizbježnog iscrpljivanja njihovih zaliha, stanovništvo općenito morati veći udio svojih raspoloživih prihoda trošiti za dobavu energije.

Na ovom mjestu treba svakako istaknuti očitu činjenicu da pojmovi dekarbonizacija i supstitucija fosilnih goriva ne znače isto. Na primjer, nuklearne elektrane karakterizira vrlo mala ili skoro nikakva emisija CO₂, ali fisijsko nuklearno gorivo nije obnovljivi izvor. Slično je s tehnologijom hvatanja i spremanja ugljikovog dioksida (CCS): kod nje je eliminacija emisije CO₂ praktički potpuna, ali ugljen, naravno, nije obnovljivi izvor. Jedan od primarnih ciljeva srednjoročne energetske politike je dekarbonizacija, i to se jasno reflektira u strateškim dokumentima EU-a i drugih razvijenih država na horizontu do 2050. godine. Međutim, supstitucija fosilnih goriva predstavljat će vjerojatno još značajno veći izazov.

Dugoročno gledano, sveobuhvatna dekarbonizacija sustava ne može se oslanjati na subvencije, a zeleni izvori energije moraju postati konkurentni, kako bi sudjelovali na „normalnim“ tržištima električne energije ravnopravno s klasičnim izvorima. Dva su procesa koja će dovesti do toga:

- poskupljenje proizvodnje iz klasičnih „prljavih“ izvora zbog toga što će oni morati ulagati u djelomičnu ili potpunu eliminaciju zagađenja stakleničkim plinovima koje proizvode
- pojeftinjenje proizvodnje iz čistih izvora zbog razvoja i sazrijevanja tehnologija za takvu proizvodnju.

Mjere energetske učinkovitosti doprinijet će smanjenju emisije stakleničkih plinova, ali će na isti način vršiti pritisak ka smanjenju tržišnih cijena energije i za klasične i za obnovljive izvore, osim, naravno, u razdoblju kroz koje će se zadržati visoke subvencije za potonje.

Stoga je važno pokušati procijeniti koliki je *granični društveni trošak zagađenja*, koji u smislu prve i relativno grube aproksimacije predstavlja mjeru u kojoj već izgrađeni klasični „prljavi“ izvori ostvaruju neloyalnu troškovnu prednost ispred čistih tehnologija.

Važan dio eksternalija koje nastaju korištenjem fosilnih goriva odnosi se na emisije stakleničkih plinova. Procjene tih eksternih troškova, koje se mogu pronaći u literaturi, kreću se u vrlo širokim rasponima. Primjerice, cijene na tržištu emisijama EU-a (EU ETS, engl. *European Union's Emission Trading System*) kretale su se u zadnjih nekoliko godina području između manje od 10 €/tCO₂ do skoro 30 €/tCO₂. Stoga je teško prema njima ocjenjivati iznos eksternih troškova emisije tog plina. Naime, cijene emitirane tone ugljičnog dioksida ovisile su o mnogim faktorima, pa među ostalim i o ponudi emisijskih kredita u ovom europskom sustavu, kojeg općenito karakteriziraju određene nedorečenosti (Heal, 2009). Ovaj se društveni trošak može preslikati na proizvedenu jedinicu električne energije koristeći poznate podatke o tipičnim emisijama CO₂ po kWh proizvedenom u postrojenjima različitih tehnologija.

Tako na primjer, mjereno na razini cjelokupnog životnog ciklusa, elektrane na ugljen emitiraju između 0,8 i 1,1 tCO₂/MWh, kombi-plinske elektrane u prosjeku oko 0,43 tCO₂/MWh, nuklearne elektrane oko 0,006 tCO₂/MWh, hidroelektrane oko 0,004 tCO₂/MWh, fotonaponske elektrane od 0,06 do 0,15 tCO₂/MWh, vjetroelektrane od 0,003 do 0,022 tCO₂/MWh, dok elektrane na drvenu biomasu emitiraju oko 1,5 tCO₂/MWh (kada se ne računa sadnja nove biomase koja nadomješta iskorištenu). Prema tome, uz do sada najviše cijene emisije CO₂ zabilježene unutar EU-ovog sustava, proizvodnja 1 MWh električne energije spaljivanjem ugljena uzrokovala bi eksterne troškove od oko 30 €/MWh. Kada bi to bila mjera troška onečišćenja ugljikovim dioksidom, operativni troškovi ugljenih elektrana trebali bi u dugom roku porasti za skoro 30 €/MWh, odnosno, u ovoj pojednostavnjenoj slici, tolika bi bila neloyalna konkurentna prednost ugljenih elektrana ispred obnovljivih izvora. Ipak, s obzirom na rečene nedostatke EU-ovog sustava, ova vrijednost može se smatrati tek grubom indikacijom.

Štoviše, *točnu* vrijednost društvenog troška onečišćenja ugljikovim dioksidom vjerojatno nije moguće odrediti, iako je nesporno da ona kao takva postoji i da je kroz dosadašnjih stotinjak godina proizvodnje električne energije sustavno ignorirana. Različite analize daju vrlo različite rezultate. Tako npr. Nordhaus (2009) ocjenjuje da je red veličine društvenog troška emisije CO₂ oko 6,5 €/tCO₂, dok Stern (2006) u poznatoj studiji izrađenoj za britansku vladu procjenjuje da je riječ o redu veličine 70 €/tCO₂. Postoji mnoštvo razloga metodološke prirode koji su doveli do tako velike razlike u procjenama, no najvažniji razlog je u korištenju vrlo različitih stopa diskontiranja društvenih troškova ili koristi (objašnjenje vidi u Hope and Newbery, 2008). Stern koristi stopu od 0,1 posto, koja implicira, na primjer, da bi današnja generacija evaluirala neki društveni trošak koji bi nastao za 700 godina kao dvostruko manju vrijednost. Drugim riječima, takva stopa diskontiranja znači da je današnja generacija vrlo benevolentna prema budućim generacijama te da izuzetno pazi na njihove interese, jer evaluacija problema pada na polovinu vrijednosti tek ako je on udaljen 700 godina u budućnosti. S druge strane, Nordhaus primjenjuje diskontnu stopu od 4 posto, uz koju evaluacija društvenog troška pada na polovinu vrijednosti ako je on udaljen svega 18 godina u budućnosti.

Mnogi ekonomisti podržavaju Sternov stav iz *etičkih* razloga. Naime, bilo bi *moralno* kada današnja generacija ne bi podcjenjivala društvene troškove budućih, barem ne suviše rapidno u vremenu. Ipak, teško je naći argumente za tako nešto u svakidašnjem ponašanju ljudi i društva koje oni čine. S druge strane, pad percepcije društvenog troška

na pola vrijednosti samo 18 godina unaprijed vjerojatno također nije blizu realnosti, jer je činjenica da većina ljudi očekuje da će živjeti još dulje od 18 godina (štoviše, s obzirom na očekivanu životnu dob od oko 80 godina u razvijenim zemljama zapada, barem pola njihovih stanovnika očekuje da će živjeti još barem četrdesetak godina), tako da se ova stopa čini prevelikom s obzirom na vlastiti sebični interes današnje generacije. O određivanju diskontne stope društvenog troška moglo bi se dosta spekulirati. Međutim, točnog odgovora nema. Činjenica je da je današnja percepcija iznosa društvenog troška to veća, što je veća solidarnost s budućim generacijama. Utoliko nije jednostavno odrediti koliko bi npr. elektrana na ugljen trebala plaćati na ime troškova onečišćenja. To ovisi o tome koliko nas je danas briga za kvalitetu života budućih stanovnika Zemlje. Dosadašnja iskustva nedvojbeno ukazuju da nas zapravo i nije previše briga za buduće generacije, jer smo do sada bili voljni snositi troškove onečišćenja ugljikovim dioksidom u iznosu od približno 0 €/MWh. Stoga je zadaća političkih tijela i tijela javne vlasti da djeluju u smjeru promjene društvene kulture, što je prije svega dugotrajan, težak i skup proces. Neodgovornom populizmu, čiji je nerazdvojni dio povlađivanje masama tako da im se omogući, npr., niža cijena električne energije, tu nema mjesta. On je u jednoj mjeri i doveo do današnje situacije, neprestano otežavajući razvoj komercijalno konkurentne proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora na taj način da joj je, „opraštanjem“ troškova onečišćenja elektranama na fosilna goriva, uskratio pravo poštene tržišne utakmice.

Strand (2008) ocjenjuje trošak izbjegavanja emisija CO₂ kao razliku troška implementacije različitih politika u razvijenim zemljama i graničnog društvenog troška emisija ugljikovog dioksida, pokazujući da su troškovi zamjene postojećih tehnologija zelenima još uvijek veći od društvene štete nastale emisijom CO₂ (što je očekivan rezultat), ali i da postojeće sheme poticaja često dodatno povećavaju tu razliku, što implicira da su ekonomski kontraproduktivne. Tu se naročito ističu sheme poticaja za biogoriva.

Tablica 3. Procijenjeni eksterni troškovi proizvodnje električne energije u Europskoj uniji za različite postojeće tehnologije, €/MWh*. Izvor: European Commission, 2003.

Država	Ugljen i lignit	Nafta	Plin	Nuklearna energija	Biomasa	Hidro-energija	Fotonapon	Vjetar
AT			10-30	5	20-30	1		
BE	40-150		10-20	2				
DE	30-60	50-80	10-20		30		6	0,5
DK	40-70		20-30		10			1
ES	50-80		10-20		30-50**			2
FI	20-40				10			
FR	70-100	80-110	20-40	3	10	10		
GR	50-80	30-50	10		0-8	10		2,5
IE	60-80							
IT		30-60	20-30			3		
NL	30-40		10-20	7	5			
NO			10-20		2	2		0-2,5
PT	40-70		10-20		10-20	0,3		
SE	20-40				3	0-7		
UK	40-70	30-50	10-20	2,5	10			1,5

* Dani su sub-totali eksternalija koje se mogu kvantificirati (poput globalnog zagrijavanja, zdravlja, materijala korištenih u izgradnji postrojenja, itd.).

** Biomasa korištena zajedno s lignitom.

Tablica 4. Procijenjeni granični eksterni troškovi proizvodnje električne energije u Njemačkoj za različite postojeće tehnologije, €/MWh. Izvor: European Commission, 2003.

Vrsta štete	Ugljen	Lignit	Plin	Nuklearna en.	Fotonapon	Vjetar	Hidroenergija
Šum	0	0	0	0	0	0,05	0
Zdravlje	7,3	9,9	3,4	1,7	4,5	0,72	0,51
Materijal za izgradnju	0,15	0,2	0,07	0,02	0,12	0,02	0,01
Usjevi	0	0	0	0,008	0	0,007	0,002
Ukupno	7,5	10,1	3,5	1,7	4,6	0,8	0,5
Troškovi izbjegavanja							
Ekosustavi	2	7,8	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3
Globalno zagrijavanje	16	20	7,3	0,3	3,3	0,4	0,3
SVEUKUPNO	23,5	30,1	10,8	2	7,9	1,2	0,8

Vrednovanje za kategoriju globalnog zagrijavanja izvršeno je uz procijenjene eksterni troškove od 18 - 46 €/tCO₂. Dani su medijani procjena; tehnologija je postojeća; troškovi izbjegavanja emisije CO₂ vrednovani su sa 19 €/tCO₂.

Studija iz 2003., koju je naručila Europska komisija (European Commission, 2003), donosi procjene društvenih troškova proizvodnje električne energije pomoću različitih tehnologija. U tablici 3. prikazani su procijenjeni troškovi u €/MWh, ovisno o gorivu i lokaciji (državi). Naravno, ovi podaci su samo indikativni, s obzirom na veliku složenost i raznolikost podataka i modela, o čemu se više može pročitati u citiranom izvorniku. U tablici 4. nalazi se primjer eksternalija razrađenih po kategorijama koje se daju kvantificirati, procijenjenih za Njemačku. Treba zamijetiti da su korištene razmjerno skromne procjene eksternih troškova emisije ugljikovog dioksida, s obzirom na neke ranije spomenute procjene (npr. Stern, 2006, ili Strand, 2008).

3. TROŠKOVNA KONKURENTNOST OBNOVLJIVIH IZVORA

Pitanje intrinzične troškovne konkurentnosti obnovljivih izvora u odnosu na izvore s pogonom na fosilna goriva jedno je od središnjih pitanja koje će imati znatan utjecaj na dinamiku dekarbonizacije sustava. Naime, jedna od temeljnih teza zastupanih u ovom radu je da sustav poticaja može opstati kao dio mjera energetske politike samo kroz ograničen i razmjerno kratak vremenski period. Održivost sustava je nemoguća bez stvarne konkurentnosti obnovljivih izvora, koja će omogućiti njihovo ravnopravno sudjelovanje na tržištima električne energije. Stoga je potrebno sagledavati troškove proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, sravnjene na životni vijek, bez uračunavanja državnih subvencija ostvarenih na bilo koji praktičan način. Na troškovnu konkurentnost obnovljivih izvora električne energije u bitnome utječu sljedeći faktori:

- dosegnuti stupanj tehnološkog razvoja i zrelosti primjenjivanih tehnologija
- buduće povećanje operativnih troškova „priljavih“ elektrana zbog snošenja troškova emisije CO₂ i drugih zagađenja
- specifičnosti eksploatacijskog režima uvjetovane inherentnom varijabilnošću proizvodnje nekih tehnologija (npr. vjetar i fotonapon), zbog kojih elektrana ne može optimizirati raspored isporuke energije u vremenu, s obzirom na varijabilnost ekonomske vrijednosti (tržišne cijene) energije.

Osim što varijabilnost proizvodnje povećava troškove plasmana energije zbog nemogućnosti optimiziranja proizvodnje iz takvih izvora, kratkoročna (minutna, odnosno unutar-satna) intermitentnost uzrokuje dodatne troškove vođenja sustava zbog potrebe za angažiranjem velikih regulacijskih pričuva (u smislu i snage i energije) u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji. No, o tom aspektu utjecaja intermitentnosti bit će riječi u poglavlju 5.

Na povećanje operativnih troškova elektrana na fosilna goriva zbog plaćanja za emisije CO₂, ne smije se gledati kao na poticaj obnovljivim izvorima, nego kao na internalizaciju troškova koji su do sada bili eksterni, odnosno kao na eliminaciju nelojalne konkurencije kojoj su danas još uvijek izloženi obnovljivi izvori. No, kao što je rečeno u prethodnom poglavlju, troškovi vezani za emisije CO₂ ovise o mnogim faktorima iz realne sfere (poput tekućih ili očekivanih budućih cijena fosilnih goriva), zatim iz regulatorno-administrativne sfere (poput donošenja odluka o dopuštenim kvotama emisija, te o količini emisijskih kredita diseminiranih u određenom razdoblju) te napokon i iz društvene i političke sfere (poput odluka o tome koliko će se današnjim politikama štiti interesi budućih generacija). Stoga ne bi bilo čudo kada bi i pogrešno utemeljen i proveden sustav trgovanja emisijskim pravima doveo do distorzije tržišnih odnosa na štetu bilo zelenih, bilo klasičnih tehnologija. Problem je u tome što:

- nije lako prepoznati je li sustav dobro podešen i proveden, barem ne u kratkom roku, u kojemu nije lako prepoznati stvarne strukturne efekte modela
- takve sustave osmišljavaju politička tijela (državne administracije, najčešće kroz obuhvatne međunarodne koordinacije), pa su problemi iz spektra ograničene racionalnosti vrlo naglašeni.

Uobičajena mjera kojom se uspoređuje konkurentnost proizvodnih tehnologija tijekom čitavog životnog ciklusa (dakle, dugoročna mjera konkurentnosti) naziva se troškom proizvodnje električne energije sraunjenim na životni ciklus (engl. LCOE, *Levelized Cost of Electricity*). LCOE je jednak vrijednosti sveukupnog troška izgradnje i operiranja proizvodnog objekta kroz njegov pretpostavljeni financijski i radni vijek, sveden (diskontiran) na današnje vrijeme, i izražen u obliku jednakih godišnjih iznosa u konstantnoj valuti (dolaru, euru...) na današnji dan, čime se eliminira učinak inflacije. LCOE reflektira sljedeće troškove:

- trenutni kapitalni izdatak (engl. *overnight capital cost*) za izgradnju postrojenja, koji u sebi uključuje trošak imaginarnog momentalne izgradnje po trenutnim cijenama, a ne sadržava troškove financiranja niti vremensku promjenu troškova, nije reprezentiran kao stvaran trošak izgradnje
- troškove goriva za pogon elektrane (ako je ona pogonjena gorivom)
- sve ostale, fiksne i varijabilne, troškove operiranja i održavanja postrojenja
- troškove financiranja (jer su izostavljeni u procjeni trenutnog kapitalnog izdatka)
- pretpostavljeni koeficijent korištenja postrojenja.

Koeficijent korištenja odgovara omjeru očekivanog broja sati rada postrojenja u godini, i trajanja čitave godine, tj. 8 760 sati.

Ova klasična definicija ne omogućuje izravnu usporedbu *dispečabilnih i nedispečabilnih* tehnologija. Naime, kod klasičnih tehnologija pretpostavlja se:

- kontinuirani rad „u bandu“ (uz određeno vrijeme remonta, u kojem postrojenje ne radi), kao kod nuklearnih i ugljenih elektrana
- diskontinuirani rad, dijelom „u bandu“, a dijelom u vršnim razdobljima, te također uz određeno trajanje godišnjeg remonta, pri čemu je moguće vršiti optimizaciju planiranja voznog reda elektrane i čitavog portfelja elektrana s obzirom na ekonomsku vrijednost energije, koja se mijenja kroz dan s obzirom na odnos trenutne (satne) ponude i potražnje.

Intermitentni obnovljivi izvori ne mogu biti dispečirani zbog toga što njihova trenutna proizvodnja prvenstveno ovisi o egzogenim faktorima, poput trenutne brzine vjetera ili trenutne insolacije. Stoga, premda takvi izvori, promatrano na godišnjoj razini, imaju određeni faktor korištenja (na primjer, u Hrvatskoj taj faktor iznosi u prosjeku između 0,25 i 0,3), oni ne mogu biti izravno uspoređivani s, primjerice, plinskim elektranama, zato što je unutar razdoblja rada plinske elektrane, sintetički opisanog nekim iznosom faktora korištenja, njezin vojni red moguće podesiti tako da ona proizvodi u vremenskim intervalima s najvećom tržišnom cijenom električne energije, dok to na primjer nije moguće učiniti s voznim redom vjetroelektrane. Utoliko faktor korištenja vjetroelektrane treba smatrati samo tehničkim podatkom, koji nema ekonomsko značenje zato što je sasvim sigurno po iznosu veći od faktora koji bi opisao financijski učinak rada iste elektrane. Naime, postoji mnogo empirijskih dokaza, od kojih je jedan izložen u Joskow (2010), da vršna proizvodnja iz vjetroelektrana rijetko koincidira s razdobljima najviših tržišnih cijena električne energije. Zbog toga, usporedbom klasično definiranih i izračunatih LCOE vrijednosti, intermitentni izvori bi *izgledali konkurentnijima* u odnosu na klasične **dispečabilne izvore**, nego što to stvarno jesu (vidi i Neuhoff, 2004, te Joskow, 2010).

U Tablici 5. prikazani su podaci Ministarstva energije SAD-a i Uprave za energetske informacije o procijenjenim vrijednostima LCOE-a i njegovih komponenata kakve se očekuju za elektrane koje uđu u pogon u 2016. godini (Energy Information Administration, 2010). Dani su nacionalni prosjeci SAD-a. Zbog preglednosti za čitatelje u Hrvatskoj, novčane vrijednosti preračunate su iz američkih dolara u eure uz odnos 6 US\$ = 7,4 €.

Tablica 5. Procijenjeni LCOE elektrana koje će 2016. ući u pogon u SAD-u: nacionalni prosjek i raspon regionalnih varijacija. Izvor: Energy Information Administration, 2010.

TEHNOLOGIJA	Faktor kapaciteta [%]	Komponente prosječnog LCOE-a postrojenja koje će ući u pogon 2016. u SAD-u [konst. 2009. €/MWh]				Raspon vrijednosti ukupnog LCOE-a (<i>min – prosj – max</i>) [konst. 2009. €/MWh]		
		Trenutni kapit. izdatak	Fiksni O&M	Varijabilni O&M	Ulaganje u mrežu	UKUPNI LCOE _{min}	UKUPNI LCOE _{prosj}	UKUPNI LCOE _{max}
Konvencionalne elektrane na ugljen	85	52,9	3,2	19,7	1	69,3	76,9	89,8
Napredne elektrane na ugljen	85	60,5	6,4	20,8	1	81,6	88,7	99
Napredne elektrane na ugljen s CCS-om	85	75,2	7,5	26,8	1	102,4	110,4	125,3
Elektrane na prirodni plin								
Konvencionalne kombi	87	14,2	1,5	37	1	48,6	53,6	60,1
Napredne kombi	87	14,5	1,5	34,1	1	46,1	51,2	57,2
Napredne kombi s CCS-om	87	28,1	3,2	40,2	1	65,5	72,4	84,3
Konvencionalne turbine	30	37,1	3	58	2,8	80,4	100,9	116,9
Napredne turbine	30	25,6	4,5	51	2,8	70,6	83,9	95,8
Napredne nuklearne	90	73,1	9	9,5	0,8	88,9	92,4	98,4
Vjetroelektrane	34	68	7,8	0	2,8	66,4	78,6	93,2
Vjetroelektrane - offshore	34	169,7	22,8	0	4,8	151,4	197,2	283,3
Solarne fotonaponske elektrane	25	157,8	9,8	0	3,2	128,7	170,8	262,6
Solarne termalne elektrane	18	210,3	37,8	0	4,7	155,4	252,8	520,2
Geotermalne elektrane	92	64,3	9,6	7,7	0,8	74,4	82,5	93,8
Elektrane na biomasu	83	44,8	11,1	34,3	1,1	80,7	91,2	108,2
Hidroelektrane	52	60,4	3,1	5,1	1,5	47,4	70,1	98,4

Prosječne vrijednosti LCOE-a u ovoj tablici mogu služiti za grubu međusobnu usporedbu troškova proizvodnje uprosječenih na cjelokupan životni ciklus po različitim tehnologijama u SAD-u. Slični podaci vrijedili bi i za druge dijelove svijeta. Vidi se da najmanji troškovni „jaz“ u smislu LCOE parametra trenutno ostvaruju vjetroelektrane i geotermalne elektrane. Iako vjetroelektrane izgledaju nešto bolje, zbog nemogućnosti njihovog dispečiranja sasvim je sigurno da u stvarnosti, uz ovakve pokazatelje, trenutno najbolje stoji tehnologija geotermalnih elektrana. Vjetroelektrane i elektrane na biomasu također hvataju dobar priključak za ugljenim elektranama, dok plinske elektrane s kombiniranim ciklusom još uvijek imaju značajno niže LCOE troškove. Treba naglasiti da su plinske elektrane zbog svoje izuzetne fleksibilnosti u proizvodnji u ekonomskom smislu značajno bolje iskoristive od vjetroelektrana, ali i geotermalnih objekata, odnosno elektrana na biomasu. Stoga je trenutna cjenovna prednost modernih plinskih elektrana još bitno veća nego bi se moglo zaključiti iz podataka prezentiranih u tabeli. Rasprava o korekciji modela izračunavanja LCOE-a za ne dispečabilne elektrane može se naći u Joskow (2010). Korisna rasprava o internalizaciji okolišnih i ne okolišnih eksternalija u sustavu proizvodnje električne energije nalazi se u članku Borenstein (2011).

4. INTERMITENTNOST

Problem intermitentnosti možemo opisati kao problem varijabilnosti proizvodnje električne energije snagom koja ovisi o egzogenim činiteljima (brzina vjetra, ili intenzitet sunčevog svjetla) koji se mijenjaju vrlo brzo u vremenu za procentualno vrlo značajne iznose, u rasponima od nekoliko minuta do nekoliko desetaka minuta. Za kompenzaciju ovih promjena, koje su dobrim dijelom nepredvidive, potreban je velik angažman regulacijskih rezervi povrh onih koje se već koriste za regulaciju u sustavu s „klasičnim“ elektranama. Kad govorimo o intermitentnosti, u prvom redu mislimo na vjetroelektrane, ali i na fotonaponska postrojenja koja pokazuju u principu još gora svojstva brze varijabilnosti proizvodnje od vjetroelektrana (Joskow, 2010). Stoga segment fotonapona ne treba zanemariti u tom smislu, naročito ne u zemljama gdje je došlo do razvoja vrlo velike količine takvih objekata.

U primjeru hipotetskog sustava u kojem bi dominirale vjetroelektrane, s ciljem da jednog dana one postanu jedini izvor električne energije, na prvi pogled bi se moglo činiti da se problem regulacije može riješiti, slično kao u „klasičnom“ sustavu, izgradnjom viška proizvodnih kapaciteta. Jedino zbog intrermitentnog karaktera proizvodnje, taj bi višak trebao biti u relativnom smislu znatno veći nego u sustavu s dispečabilnim elektranama, ali *u načelu* je moguće zamisliti brzu regulaciju i na više i na niže, samo pomoću vjetroelektrana.

Naravno, ovako osmišljen hipotetski model sadrži u sebi znatne probleme, koji su i tehničke i ekonomske naravi. Prvo, instalirana snaga vjetroelektrana *svugdje* bi morala biti višestruko veća od one koja bi servisirala potrošnju uz podršku pomoćnih usluga iz „klasičnog“ dijela sustava. Pitanje je ima li toliko mjesta za vjetroparkove. Drugo, s obzirom da bi moglo doći do koncentracije iskoristivog vjetra na bilo kojem malom dijelu ukupno obuhvaćenog područja, prijenosne mreže bi trebalo *višestruko* ojačati, uz enormne investicije, kako bi omogućile goleme tranzite energije prema makro područjima s trenutnim deficitom vjetra. Treće i najgore, empirijski je nedvojbeno utvrđeno da su, na žalost, situacije u kojima vjetra nema na područjima koja obuhvaćaju teritorije čitavih velikih država, dijelove kontinenata, ili praktički čitave kontinente, sasvim moguće i da se događaju razmjerno često. Tako, na primjer, Joskow (2010) prikazuje primjer u kojem je ukupna vjetro-proizvodnja u čitavoj Kaliforniji u razdoblju od četiri sata pala na oko 2 posto od iznosa u noćnim periodima prije i poslije tog razdoblja. Takav monumentalni pad proizvodnje u našem hipotetskom sustavu zahtijevao bi instaliranu snagu oko sto puta

veću s obzirom na vršno opterećenje sustava, pri čemu više ne bi preostalo slobodnog kapaciteta za minutnu regulaciju intermitentne proizvodnje. Elektroenergetski sustav još dugo neće moći funkcionirati bez pomoći „klasičnih“ elektrana, pa i onih na fosilna goriva.

Problem intermitentnosti obrađuje se radovima mnogih autora (npr. Deutch *et al.*, 2011; Denholm *et al.*, 2011; Heal, 2009; Joskow, 2010; Majstrović, 2012; Neuhoff, 2004; Sabolić, 2011; Sabolić and Andrić, 2012; Sovacool, 2009; i još mnogo drugih). Stoga ovdje nije potrebno ponavljati argumentacije mnogobrojnih autora, koje ukazuju na sljedeće:

- Intermitentnost je tehnički i ekonomski problem.
- Problem intermitentnosti u sustavu u kojem dominiraju „klasične“ elektrane nije previše povezan s problemom dugoročne varijabilnosti (na satnoj, dnevnoj, sezonskoj, godišnjoj... razini). Međutim, u sustavu u kojem bi, hipotetski rečeno, dominirali intermitentni izvori, poput vjetroelektrana, kratkoročna intermitentnost i dugoročna varijabilnost proizvodnje bila bi dva lica istog problema. Stoga u bližoj i srednjoročnoj budućnosti *de facto* nije moguće zamisliti razvoj sustava bez fleksibilne proizvodnje u „klasičnim“ tehnologijama.
- Današnji dizajn tržišta i regulatorno okruženje, naročito u mnogobrojnim raskomanim elektroenergetskim sustavima Europe, ne odgovara potrebama procesa dekarbonizacije sustava, s obzirom da efektivno otežava trgovinu pomoćnim uslugama (tercijarnom regulacijom i, naročito, sekundarnom regulacijom). Korištenje pomoćnih usluga to je učinkovitije, što je sustav kojim se centralizirano upravlja veći. Tu postoje jasne ekonomije veličine. Europski prostor u smislu vođenja sustava podijeljen je uglavnom po osnovi nacionalnih granica, tako da je zajedničko korištenje regulacijskih rezervi, u najmanju ruku, otežano, dok regulatorno okruženje predstavlja objektivnu barijeru za trgovačku razmjenu tih usluga (kojom bi se postiglo efektivno stanje blisko zajedničkom korištenju).
- U nekim državama, u koje treba ubrojiti i Hrvatsku i regiju Južne i jugoistočne Europe, tržišta električne energije nisu slobodna niti razvijena, a niti međusobno integrirana, tako da uopće ne osiguravaju relevantne cjenovne signale prema ulagačima. Sukladno tome, ulaganja u nove kapacitete fleksibilne proizvodnje vrlo su mala. Ključna uloga *države* mora biti u tome da nadiđe političke probleme oko istinske liberalizacije tržišta, i osigura postojanje adekvatnih propisa, a još više njihovu učinkovitu provedbu.
- Dobar primjer učinaka integralnog vođenja elektroenergetskog sustava nalazi se u Majstrović (2012), gdje su prezentirani rezultati istraživanja prema kojima regija Južne i jugoistočne Europe samo zbog decentraliziranog vođenja sustava (pa time i angažiranja pomoćnih usluga potrebnih za kompenzaciju intermitentnosti vjetroproizvodnje) treba približno dvostruke regulacijske rezerve u odnosu na one koje bi trebala kada bi njihov angažman bio organiziran na regionalnoj razini, što je uistinu, s ekonomske strane gledano, porazan rezultat.
- U vezi gore navedenog, politika prisilnog održavanja niskih maloprodajnih cijena električne energije izravno sprječava razvoj „klasičnog“ dijela sustava, bez kojega u srednjem, pa i duljem roku, opsežna dekarbonizacija neće biti moguća. Kad govorimo o intermitentnosti, ona sama po sebi uzrokuje znatne troškove u prijenosnom sustavu, i potrošači te troškove moraju snositi. Barem bi tako bilo *moralno* s obzirom na interes budućih generacija. U protivnom, neodrživost ekonomike sustava sasvim sigurno će spriječiti razvoj u željenom pravcu.

Interesantno je da uvijek postoje brojni zagovornici teze da intermitentnost nije nikakav problem, i da ona služi elektroprivredama i operatorima sustava kao retorički izgovor za izbjegavanje integracije većeg udjela intermitentnih izvora. Jedan od takvih članaka je Sovacool (2009), koji samo na temelju 62 strukturirana *intervjua* s predstavnicima različitih interesnih sudionika (elektroprivrede, operatori sustava, regulatori, interesne grupe,

proizvođači opreme, ekološki aktivisti, itd.) zaključuju upravo da je problem intermitentnosti samo retorički izgovor za „grieh nečinjenja“, da se poslužimo slobodnijim izrazom.

Dalje, postoji opće rašireno uvjerenje da distribuirana proizvodnja neće uzrokovati problem intermitentnosti, zbog vrlo velike prostorne disperziranosti malih proizvodnih jedinica. To, naravno, u velikoj mjeri nije točno, premda je nesumnjivo da određeni statistički dobitak postoji.

5. JAVNE POLITIKE

*„Ekološka kriza je ponajprije kriza morala i zbiljski prijezir spram čovjeka.“
Ivan Pavao II*

Intervencija javne politike u razvoj elektroenergetskog sustava potrebna je, u prvom redu, zbog nužnosti postupne promjene javnog mišljenja, odnosno percepcije javnog interesa, u odnosu na *relativni odnos (sebičnih) ekonomskih interesa sadašnje generacije i interesa budućih generacija*. Uz današnju brigu za očuvanje okoliša, pri čemu je u ovom kontekstu naročito važno pitanje emisija stakleničkih plinova, tržišni mehanizmi sami od sebe (tzv. „nevidljiva ruka“) nisu dovoljni da bi se sustav razvijao u smjeru proklamiranih (ali ne i implementiranih) ciljeva javne politike. Što je naša briga za interes budućih generacija čovječanstva veća, to je diskontna stopa društvenog troška manja, zbog čega bi današnji troškovi eliminacije stakleničkih emisija (i drugih oblika zagađenja) trebali biti veći. Pa tako, kada bi diskontna stopa društvenog troška bila 0%, što bi odgovaralo situaciji apsolutne posvećenosti interesima budućih generacija, mi bismo odmah počeli graditi sustav proizvodnje električne energije potpuno lišen stakleničkih emisija, i odmah bismo počeli vršiti dekomisiju svih elektrana koje emitiraju CO₂. Naprotiv, kada bi ta stopa iznosila 100 posto, mi bismo potpuno ignorirali obnovljive izvore i druge tehnologije za eliminaciju stakleničkih emisija, prestali bismo trošiti na istraživanje i razvoj u tim područjima, i u miru vlastite komocije spaljivali bismo sve veće količine fosilnih goriva, pretpostavljajući da globalno zagrijavanje za naših života neće još imati tako strašne učinke.

Stvarnost je negdje između, ali mora se zamijetiti da je ipak bliža iznosu diskontne stope od 100 posto. Cilj javnih politika mora biti da se percepcija javnog interesa pomakne u korist budućih generacija. U osnovi, postoje dvije generičke strategije kojima se suvremene države i internacionalne organizacije mogu služiti:

- Javno „pedagoško“ djelovanje – država mora promicati ideju ekološke održivosti svih industrija, pa tako i elektroprivredne. Državni establišment mora postati najveća „zelena stranka“, a načela održivog razvoja moraju postati dio „*main stream*“ politike. Naime, stanovništvo (u masovnom smislu te riječi) u pravilu slijedi ideološke signale i obrasce nametnute od strane visoke politike. Prednost države kao „zelene stranke“ u odnosu na „prave“ zelene stranke i interesne grupacije jest u snazi državnog aparata *per se*, kao i u većoj mogućnosti pragmatičnog postupanja utemeljenog na stvarnim mogućnostima tehnologije i ekonomije.
- Kreiranje različitih (kvazi-) regulatornih mehanizama pomoću kojih se izgradnja i eksploatacija izvora električne energije poskupljuje „priljavim“ izvorima, a pojeftinjuje obnovljivima. Time se pokušavaju ujednačiti ekonomski uvjeti za proizvodnju električne energije iz jedne i druge grupacije izvora, sve kako bi se omogućio ubrzani „uzlet“ obnovljivih izvora i industrije vezane na njih, potaknut relativno izdašnim profitima.

Po mišljenju autora, prvi od ova dva procesa daleko je važniji u dugom roku. Subvencije *ne mogu opstati* kao jedini *modus operandi* kojim se služi država. One moraju otpasti zbog

suviše velikih distorzija koje uzrokuju u tržišnom natjecanju, sprečavajući *ekonomsku samoodrživost* procesa dekarbonizacije sustava.

U članku Scarpa and Willis (2010) nalazi se zanimljiv primjer istraživanja koliko je sektor domaćinstava u Ujedinjenom kraljevstvu spreman plaćati energiju iz obnovljivih izvora. Autori proučavaju *volju za plaćanjem* (WTP, engl. *Willingness To Pay*) britanskih domaćinstava u kontekstu investicija u mikro-generacijska postrojenja fotonaponske, solarne termalne i vjetrove tehnologije, te toplinskih pumpi i biomase. Zaključci studije su:

- Obnovljivi izvori energije su značajno, ali *ipak ne dovoljno*, vrednovani od strane britanskih domaćinstava. To vrednovanje je *manje* od kapitalnih izdataka za izgradnju mikroenergetskih postrojenja umanjениh za iznos uštede postignute kroz izbjegnutu nabavu energije s tržišta.
- Britanska domaćinstva žele postići vrijeme povrata investicije u rasponu od 3 do 5 godina, dok je tipičan životni vijek promatranih tehnologija u redu veličine između 10 i 25 godina.
- Izgradnja mikrogeneracijskih postrojenja ovisi u najvećoj mjeri o vladinoj politici poticaja.
- Mjere politike trebaju se *koncentrirati na opremanje novih građevina* mikrogeneracijskim postrojenjima, dok na postojeće (stare) kuće i zgrade ne treba trošiti resurse zbog dodatnih troškova prilagodbe starih građevina, koji bitno umanjuju očekivanu dobit.

Računajući s činjenicom da britanska nacija zasigurno pripada grupi prosvjećenijih u pogledu potrebe ulaganja u zaštitu okoliša i održivu proizvodnju, temeljem ove studije može se s određenim pouzdanjem zaključiti da čak ni u njoj ideja očuvanja okoliša još nije u dovoljnoj mjeri sazrela, odnosno da su današnji stanovnici još uvijek u prosjeku skloniji zadovoljavanju vlastitih ekonomskih interesa, ne mareći suviše za interese očuvanja okoliša i klime za buduće naraštaje.

Evo jednog primjera koji će ilustrirati zašto subvencije nisu dugoročno održive. Pretpostavimo da država odluči davati velike poticaje za izgradnju mikro-fotonaponskih sustava, pod moćnom političkom parolom: „Fotopanel na svaki krov“. (Usporedite tu parolu sa sljedećima, koje su izvan svake sumnje fundamentalno promijenile svijet: Automobil u svaku kuću (H. Ford), Računalo u svaki dom (B. Gates), Komunizam je vlast sovjeta plus elektrifikacija (V.I. Lenjin), *op.aut.*). U početku *fotopanelizacije* krovova, sustav poticaja može izgledati jako dobrim. Naime, subvencije *uvijek i jedino* počivaju na načelu da se *malo novca uzme mnogima, da bi se mnogo novca dalo malobrojnima*. Ako je svrha dobra za javni interes, onda se nesumnjivo radi o subvenciji. Problem će nastati kada broj fotopanela počne dostizati broj obitelji koje plaćaju subvencije. Tada će se novac *uzimati mnogima da bi se davao mnogima*, što je, naravno, besmisleno, jer bez obzira na visinu parafiskalnog nameta, rezultanta počinje težiti ka nuli. Drugim riječima, *poticaji i masovnost ne idu zajedno!* No, mi ovdje govorimo o *masovnoj* dekarbonizaciji sustava, a ne o pokaznoj vježbi. Stoga je *vrijeme raspoloživo za politike subvencija* vrlo ograničeno, i svakako je produktivnije posvetiti se *dizajniranju tržišnih modela* koji će vršiti alokaciju troškova eliminacije onečišćenja na način koji će dugoročno, kao *samoodrživ* proces, kreirati *financijske poticaje* ulagačima da svojim ulaganjima kroz određeno vrijeme izvrše masovnu dekarbonizaciju sustava.

Sve to podrazumijeva da će cijena električne energije, u smislu relativnog odnosa izdataka kućanstava za nju u odnosu na izdatke za sve ostale proizvode i usluge, *neminovno rasti*. Na taj način će današnje čovječanstvo početi plaćati više u svrhu očuvanja egzistencijalnih interesa budućih generacija, na račun vlastitog potrošačkog komoditeta. Dakle, iz kojeg god se kuta sagleda problem, proizlazi da je potrebna prvenstveno *velika promjena u kulturi* današnjeg društva, koja se, naravno, ne može dogoditi preko noći. Dođe li toga da

javnost ekstremno negativno reagira na neizbježna poskupljenja električne energije, politika će brzo reterirati kako bi ovladala trenutnim, kratkovidnim, i u srži nemoralnim interesima potrošačkog društva današnjice. Stoga je jedna od temeljnih zadaća političkog establišmenta da djeluje prema najširem građanstvu, kojega treba educirati i informirati o svim aspektima ozelenjavanja elektroenergetskog sustava, pa među ostalim i o troškovnim aspektima, i to nasuprot danas opće prevladavajućoj ideologiji „interesa potrošača“, koji su zbog populizma uglavnom poistovječeni s „niskim cijenama“. Ne postoji gotovo ni jedna ideja na svijetu koja je toliko raširena i istodobno toliko kratkovidna.

U Posebnom izvješću Međuvladinog panela o klimatskim promjenama (Edenhofer *et al.*, 2012), među ostalim, identificirane su četiri glavne grupe barijera za opsežno ozelenjavanje elektroenergetskog sustava, s kojima se treba suočiti javna politika:

- institucionalne i političke prepreke koje su u vezi s postojećom strukturom industrije i regulatornim okruženjem energetske sustava
- tržišni podbačaji, uključujući tu i ne-internalizirane troškove onečišćenja
- nedostatak opće informiranosti i pristupa podacima relevantnim za implementaciju obnovljivih izvora i akumuliranje znanja
- prepreke vezane za društvene i osobne vrijednosti, koje utječu na percepciju i prihvaćanje tehnologija obnovljivih izvora.

Jedan od tržišnih podbačaja dobro je znan učinak izbjegnutih eksternalija onečišćenja, koje narušavaju relativnu konkurentsku poziciju obnovljivih tehnologija. Drugi tržišni podbačaj koji ima vrlo važnu ulogu nalazi se u polju inovacija: ako poduzeća, temeljem informacija kojima raspolažu, podcjenjuju buduće dobrobiti od ulaganja u istraživanja i razvoj obnovljivih tehnologija, ili ako osjećaju da (obično zbog neodgovarajuće regulatorne politike) neće moći ekstrahirati dobit iz tih ulaganja, ona će ulagati manje nego što bi bilo optimalno s makroekonomskog stajališta. Kao i u svakom drugom poslu, tehnološki predvodnici, kao i predvodnici u implementaciji, *moraju biti financijski nagrađeni* za svoja ulaganja, što znači i da će biti potrebno prikladno fleksibilizirati politiku zaštite tržišnog natjecanja i regulacije tamo gdje su one suviše rigidne. (U tom smislu, primjerice, SAD je sasvim sigurno kompetitivnija i poticajnija sredina od EU-a.)

Treći tržišni podbačaj, koji polako postaje sve raspoznatljiviji, naročito u kontekstu energetske i tržišne politike EU-a (nasuprot, primjerice, SAD-a), je neprepoznavanje problema intermitentnosti i, općenito, varijabilnosti, odnosno osiguravanja funkcionirajućih tržišnih mehanizama koji će proizvoditi ispravne tržišne signale za ulagače u sve oblike fleksibilne proizvodnje električne energije, kao i u spremišta energije (crpne hidroelektrane). Tako na primjer, u dosadašnjim političkim inicijativama Europske komisije, izazovi koji se postavljaju pred elektroprijenosne mreže svode se uglavnom na pojačavanje kapaciteta horizontalnih mreža za međudržavni i međuregionalni promet energije. Pitanje nedostatnih kapaciteta za pružanje pomoćnih usluga sustava gotovo da se i ne spominje. Sadašnja pravila alokacije prekograničnih prijenosnih kapaciteta efektivno sprečavaju, ili u najmanju ruku, jako otežavaju međunarodnu razmjenu pomoćnih usluga. Istodobno, u mnogim zemljama europskog prostora, naročito u Južnoj i jugoistočnoj Europi, investicije u fleksibilnu proizvodnju daleko su od dostatnih. Kao što je argumentirano u ovom i mnogim drugim člancima, zadaća središnje države nije da se bavi operacionalizacijom razvoja sustava u bilo kojem aspektu, nego da *kreira jasna pravila i jasne tržišne odnose*, jer su za bilo kakva ulaganja u velika elektroenergetska postrojenja potrebni i kratkoročni i dugoročni cjenovni signali, kao i visok stupanj političke i pravne sigurnosti. Logika je ista kao i u bilo kojoj drugoj djelatnosti: kapital ide tamo gdje se osjeća sigurnim i gdje očekuje primjeren povrat ulaganja. Ni jednog ni drugog nema u državama koje gaje politički populizam kroz „pomaganje“ stanovništvu administrativnim određivanjem cijena energije.

Što se tiče operiranja prijenosnim sustavima, ovdje će se dati kratak osvrt na lanjsku temu na istom ovom Forumu (Sabolić, 2011). Nedvojbeno je da će opsežna dekarbonizacija znatno opteretiti operatore prijenosnih sustava u operativnom i u financijskom smislu. U europskim uvjetima jedinstvenog tržišta električne energije, a nejedinstvene infrastrukturne osnove tog tržišta, neminovno će doći do spoznaje da je operiranje prijenosnim mrežama bazirano na nacionalnoj osnovi posve neoptimalno, s tim da je taj učinak ipak manji u slučaju samo nekoliko vrlo velikih nacionalnih država. Prije ili kasnije, kako bi se resursi regulacijskih kapaciteta koristili optimalno, što znači zajednički za veći broj danas „raskomadanih“ sustava (vidi npr. Majstović, 2012), doći će do političke spoznaje i, na poslijetku, odluke, da je prijenosne sustave potrebno voditi centralno, iz samo nekoliko regionalnih središta, baš kao što je to slučaj sa SAD-om. Stoga će vjerojatno danas prevladavajuća ideologija potpunog vlasničkog razdvajanja operatora sustava od vertikalno integriranih elektroprivreda biti u cijelosti opredmećena u sljedećih nekoliko godina, transformacijom nekoliko preostalih nezavisnih operatora prijenosa (ITO, engl. *Independent Transmission Operator*), za što na razini EU-a postoje mehanizmi u okviru sustava zaštite tržišnog natjecanja. Sljedeći korak europske politike prema operatorima sustava bit će, po mišljenju autora, organiziranje velikih regionalnih neovisnih operatora sustava (ISO, engl. *Independent System Operator*), dok će današnji operatori sustava nastaviti egzistenciju kao operatori „hardverskog“ dijela sustava, dakle fizičke mreže kao takve. Teško je argumentirano procijeniti kada će se to dogoditi, jer je potrebno postići politički konsenzus na razini EU-a, no pritisak političke i javne svijesti o nužnosti dekarbonizacije morat će dovesti, u konačnici, do dizajniranja pragmatičnih, ekonomski učinkovitih odnosa.

Naravno, ovime nije iscrpljena lista tržišnih defekata s kojima će se morati suočiti javna politika u službi dekarbonizacije elektroenergetskog sustava.

Analiza pojedinih praktičnih shema subvencioniranja proizvodnje obnovljive energije, ili pak financijskog penaliziranja emisije stakleničkih plinova, nije cilj ovog rada. Opća doktrina koju zastupa autor svodi se na postupno napuštanje subvencija i kreiranje tržišnih mehanizama, s ciljem da u konačnici, u srednjoročnoj budućnosti, obnovljivi izvori postanu „normalni“ sudionici „budućeg normalnog tržišta“ (pri čemu sam osnovni dizajn tržišta ne mora nužno ostati isti kao što je danas, ali mora se zasnivati na slobodnoj trgovini, te regulatornom nadzoru u nužnoj mjeri). Umjesto toga, ovdje će biti spomenuti neki interesantni i indikativni rezultati iz literature.

Ringel (2006) uspoređuje sustave feed-in tarifa i zelenih certifikata primijenjene na prostoru EU-a, dajući određenu prednost sustavu utemeljenom na zelenim certifikatima, zbog toga što su oni kao takvi utrživi neovisno o trgovanju električnom energijom, te izazivaju manje distorzija na njemu. Inherentna mana feed-in tarifa, koja je, napokon, vidljiva „golim okom“, jest da premale tarife ne potiču razvoj sustava, koji onda najčešće posve izostaje, dok prevelike tarife dovode najprije do prevelike potražnje za projektima (što potiče i razvoj špekulativnog tržišta projektima), a potom i do ekstra profita zelenih proizvođača koji uspiju realizirati svoje projekte. Autor zamjećuje da se, ipak, zamjetno veća izgradnja obnovljivih izvora dogodila u sustavima s feed-in tarifama. Naravno, radi se o sustavima gdje su one bile izdašne.

Amundsen and Mortensen (2001) analiziraju danski sustav zelenih certifikata. Rezultate njihove analize dobro je gledati i u kontekstu rada Ringel (2006). Autori primjenjuju jednostavan statistički model tržišta električne energije u kratkom i u dugom roku, te u slučaju autarkičnog tržišta i tržišta s međunarodnom razmjenom. Njihovi rezultati su:

- Učinci povećanja obveznog postotka zelene energije (tj. zelenih certifikata) u finalnoj potrošnji nisu statistički jasno raspoznatljivi. Općenito nije točno da će povećanje tog postotka u dugom roku voditi ka povećanju instaliranog kapaciteta

obnovljivih izvora, ali će voditi ka povećanju proizvodnje energije iz njih (što može imati nepovoljan utjecaj na vođenje sustava, zbog kojega mogu nastati eksterni troškovi koje proizvodni sustav „eksportira“ u sustav vođenja, *op. aut.*).

- U zamišljenom slučaju autarkičnog tržišta, stroža ograničenja emisije ugljikovog dioksida dovest će do pritiska za smanjenje cijena certifikata, tj. do pada profita zelenih proizvođača, i u kratkom i u dugom roku. Takva politika u dugom roku vodit će ka smanjenju instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora. Međutim, uz slobodnu međunarodnu trgovinu, ograničenja emisije CO₂ nemaju utjecaja na cijenu zelenih certifikata, pa time ni na profit zelenih proizvođača, niti na kapacitet u dugom roku.
- Porast cijena uvozne energije, *ceteris paribus*, vrši pritisak ka smanjenju cijena zelenih certifikata, kako u kratkom, tako i u dugom roku. Stoga općenito nije istina da će visoke cijene uvozne energije zaštititi domaće zelene proizvođače. Štoviše, dugoročno visoke uvozne cijene vršit će pritisak ka smanjenju instaliranih kapaciteta obnovljivih izvora.

Interesantan je primjer Hrvatske, gdje je unatoč vrlo izdašnim *feed-in* tarifama razvoj obnovljive proizvodnje vrlo spor. To vjerojatno ukazuje na probleme opće naravi, poput neharmoniziranog regulatorno-zakonodavnog okruženja, nedefiniranosti ili preobilnosti procedura, opće pravne nesigurnosti u pravnim poslovima vezanim za zemljišta, lokacijske i građevinske dozvole i tako dalje.

6. ZAKLJUČCI

Dekarbonizacija elektroenergetskog sustava predstavlja ekonomski izazov koji nije ništa manji od pratećih tehničkih i tehnoloških izazova. Stoga je od velike važnosti shvatiti ekonomiku tog procesa i na makro razini.

Ovaj proces započet je kao posljedica porasta svijesti da emisije stakleničkih plinova, ne stave li se pod kontrolu, mogu izazvati dalekosežne posljedice na svjetsku klimu, i tako ugroziti egzistencijalne interese budućih generacija čovječanstva, ali i današnjeg naraštaja.

Trenutno, zbog stanja tehnologije, većina tehnologija za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora još nije konkurentna „klasičnim“ tehnologijama, koje koriste fosilna goriva. Jedan dio razloga za to leži u činjenici da su eksternalije zagađenja prilikom proizvodnje električne energije, kroz čitavu njenu povijest, sve donedavno, nisu bile internalizirane, tako da je proizvodnja iz njih (još uvijek) znatno jeftinija od proizvodnje iz obnovljivih izvora. Internalizacija troškova okoliša povećat će operativne troškove elektrana na fosilna goriva, pa će zbog toga obnovljive tehnologije postati nešto konkurentnije. Paralelno tome, proces tehnološkog razvoja i sazrijevanja u području obnovljivih izvora (naročito kada je riječ o vjetru, biomasi i geotermalnoj energiji, s tim da i fotonapon u zadnje vrijeme polako hvata priključak) dovest će do smanjenja troškova proizvodnje iz obnovljivih izvora. Kada se ta dva procesa „susretnu“ na nekoj odgovarajućoj razini, obnovljivi izvori moći će sudjelovati u „normalnoj“ tržišnoj utakmici s „klasičnim“ izvorima.

Potpuno napuštanje „klasičnih“ izvora u srednjoročnoj budućnosti nije moguće, naročito kada je riječ o izvorima koji imaju tehnološke osobine mogućnosti fleksibilnog rada u ekonomski interesantnom rasponu nazivnih snaga. Inherentna intermitentnost izvora poput vjetroelektrana ili fotonaponskih elektrana nameće vrlo složene zahtjeve na regulacijske sposobnosti sustava, koji se u takvim uvjetima ne može (u srednjem roku) odreći usluga plinskih, akumulacijskih i crpnih elektrana.

Obnovljivi izvori s intermitentnom proizvodnjom uzrokuju značajne eksternalije prema prijenosnom sustavu, upravo zbog potrebe za uslugama fleksibilne proizvodnje, kojih za pogode „klasičnog“ sustava ima, uglavnom, dovoljno, ali za pogon sustava s velikim udjelom intermitentnih izvora postoji kroničan nedostatak takvih elektrana. Štoviše, u uvjetima europske energetske politike, rascjepkanost u vođenju sustava uzrokuje suboptimalno korištenje ukupno raspoloživih kapaciteta za pomoćne usluge, dok istodobno pravila za međunarodnu razmjenu, propisana trenutno važećim „Trećim paketom“ energetske legislativne EU-a, efektivno znatno otežavaju trgovanje pomoćnim uslugama, tako da praktički ne postoji niti tržišni mehanizam za zajedničko korištenje rezervi sustava, koji bi eventualno nadomjestio centralizirano vođenje sustava organizirano na nadnacionalnoj razini. S obzirom da je problem intermitentnosti općenito danas podcijenjen i nedovoljno prepoznat, naročito u EU-u, u toj će sferi morati doći do velikih zaokreta u javnoj energetskej politici EU-a.

Što se tiče pitanja subvencija (u različitim pojavnim oblicima), one su definitivno potrebne u fazi pokretanja procesa opsežne dekarbonizacije, kako bi se industriji osigurao potreban inicijalni financijski poticaj za razvoj mnogobrojnih projekata. Međutim, logika intervencije države posredstvom subvencija u dugom roku kratkovidna je i, kada bi perzistirala predugo, dovela bi do sloma sustava (slično kao što se zbog znatnog povećanja očekivanog trajanja života u zapadnim zemljama mnogi mirovinski sustavi nalaze pred slomom). Subvencije moraju čim prije ustupiti mjesto tržišnim mehanizmima, i na kraju, u relativno skoroj srednjoročnoj budućnosti, moraju nestati. Obnovljivi izvori moraju postati „normalni“ tržišni sudionici.

Zaključno, može se ustvrditi da je intervencija javne politike u procesu dekarbonizacije nužna zbog toga što, u biti stvari, internalizacija društvenih troškova emisije ugljikovog dioksida podrazumijeva zaokret u javnom poimanju društvenog interesa prema evaluaciji društvenih troškova kojima je izložena sadašnja generacija u odnosu na buduće. Uz današnju relativno malu brigu, gotovo lakomislenost, prema interesima očuvanja okoliša i klime za dobrobit budućih naraštaja, zadaća establišmenta visoke politike u nacionalnim okvirima i izvan njih vrlo je složena i mnogo veća od pukog dizajniranja shema subvencioniranja tekućih investicija u obnovljive izvore.

REFERENCE

- Amundsen, E.S. and Mortensen, J.B. (2001), "The Danish Green Certificate System: Some Simple Analytical Results", *Energy Economics*, Vol. 23, pp. 489-509, Elsevier, 2001.
- Borenstein, S. (2011), "The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation", NBER Working paper No. 17695, NBER, Cambridge, MA, 2011.
- Denholm, P., Ela, E., Kirby, B. and Milligan, M. (2010), "The Role of Energy Storage With Renewable Electricity Generation", Technical Report NREL/TP-6A2-47187, University of Nevada, Las Vegas, 2010.
- Deutch, J., Moniz, E., Green, C. and Green, I. (Eds.) (2011), "Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables", Report, MIT Energy Initiative Symposium, Cambridge, MA, 2011.
- Edenhofer, O., Madruga, R.P. and Sokona, Y. (Eds.) (2012), "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation", Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Cambridge University Press, 2012.
- Energy Information Administration (2010), "Annual Energy Outlook 2011", DOE/EIA-0383(2010), Dec. 2010.
- European Commission (2003), "External Costs Research Results on Socio-Environmental

- Damages Due To Electricity And Transport”, ISBN 92-894-3353-1, Office for Official Publications of the European Communities, 2003.
- European Commission (2010), “Energy 2020 – A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy”, COM (2010) 639 final of 10 November 2010.
- European Commission (2011), “Energy Roadmap 2050”, COM (2011) 885 final of 15 December 2011.
- European Communities (2009a), “Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the Promotion of the Use of Energy From Renewable Sources and Amending and Subsequently Repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC”, Official Journal of the European Union, L 140, pp. 16-62, 5 June 2009.
- European Communities (2009b), “Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54/EC”, Official Journal of the European Union, L211, pp. 55-93, 14 Aug. 2009.
- Heal, G. (2009), “The Economics of Renewable Energy”, NBER Working paper No. 15081, NBER, Cambridge, MA, 2009.
- Hope, C. and Newbery, D., “Calculating the Social Cost of Carbon”, Chapt. 2 in “Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy”, Eds. Grubb, M., Jamasb, T. and Pollitt, M.G., Cambridge University Press, 2008.
- Joskow, P.L. (2010), “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”, Working paper 10-013, MIT, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge, MA, 2010.
- Majstrovic, G. (2012), “WPP Generation Variations: Expectations and Achievements”, Presentation given at the MIPRO Conference, Seminar IRP (Implementation of Regulatory Policy), Opatija, Croatia, 21 May 2012.
- Neuhoff, K. (2004), “Large Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation”, Cambridge Working Papers in Economics 0460, University of Cambridge, 2004.
- Nordhaus, W., “A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming”, Yale University Press, 2009.
- Ringel, M. (2006), “Fostering the Use of Renewable Energies in the European Union: The Race Between Feed-In Tariffs and Green Certificates”, Renewable Energy, Vol 31, pp. 1-17, Elsevier, 2006.
- Sabolić, D. (2011), “Organization of Electricity Transmission In View of Long Term Energy Policy Goals”, 20th Forum of the Croatian Energy Society: Third Package and Other Energy Directives, Zagreb, Croatia, 18 Nov. 2011.
- Sabolić, D. and Andrić. M. (2011), “Public Policy and Development of Clean Electricity Generation In The SEE Transition Economies”, 9th International Conference Challenges of Europe: Growth and Competitiveness - Reversing The Trends, Bol, Croatia, 26-28 May 2011.
- Scarpa, R. and Willis, K. (2010), “Willingness-to-pay for Renewable Energy: Primary and Discretionary Choice of British Households’ for Micro-Generation Technologies”, Energy Economics, Vol. 32, pp. 129-136, Elsevier, 2010.
- Stern, N. (2006), “The Economics of Climate Change: The Stern Review”, H.M. Treasury, London, 2006.
- Strand, J., “Energy Efficiency and Renewable Energy Supply for the G-7 Countries, with Emphasis on Germany”, IMF Working paper 07/299, International Monetary Fund, 2008.
- Sovacool, B.K. (2009), “The Intermittency of Wind, Solar, and Renewable Electricity Generators: Technical Barrier or Rhetorical Excuse?”, Utilities Policy, Vol. 17, pp. 288-296, Elsevier, 2009.