

ENERGIA

**JOURNAL
OF ENERGY**

IZDAVAČ

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

ZA IZDAVAČA

Mr. sc. Ivan Mravak

POMOĆ U IZDAVANJU

Ministarstvo znanosti, obrazovanja i športa

UREĐIVAČKI SAVJET

Mr. sc. Kažimir Vrankić (predsjednik), Zagreb - doc. dr. sc. Ante Čurković, Zagreb - prof. dr. sc. Danilo Feretić, Zagreb - prof. dr. sc. Drago Jakovčević, Zagreb - mr. sc. Vitomir Komen, Rijeka - prof. dr. sc. Slavko Krajcar, Zagreb - prof. dr. sc. Siniša Petrović, Zagreb - mr. sc. Goran Slipac, Zagreb - doc. dr. sc. Mladen Zeljko, Zagreb

UREĐIVAČKI ODBOR

Glavni urednik – Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb
Glavni tajnik – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun, Zagreb
Lektor – Šimun Čagalj, prof., Zagreb
Metrološka recenzija – Dragan Borojević, dipl. ing., Zagreb
Prijevod – Hrvatsko društvo znanstvenih i tehničkih prevoditelja – Prevoditeljski centar, Zagreb

UREDNIŠTVO I UPRAVA

HEP d.d. - Energija
Uređivački odbor
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Telefoni: +385 (1) 6321963 i 6322641
Telefaks: +385 (1) 6322143 i 6170438
e-mail: nikola.bruketa@hep.hr; slavica.barta@hep.hr;
www.hep.hr

Godišnje izlazi 6 brojeva.
Godišnja pretplata bez PDV-a (22 %) iznosi:
– za pojedince 250 kn
– za poduzeća 400 kn
– za studente 60 kn
Žiro račun kod Zagrebačke banke broj:
2360000-1400129978

Godišnja pretplata za inozemstvo iznosi USD 95.
Devizni račun:
Zagrebačka banka broj: 2000006299

Grafičko uređenje omota – mr. sc. Kažimir Vrankić, Zagreb
Grafičko uređivanje – Bestias dizajn d.o.o., Zagreb
Tisak – Intergrafika d.o.o., Zagreb

Naklada – 1 500 primjeraka
Godište 56(2007)
Zagreb, 2007
Broj 3., str. 263–392

Oglasi su veličine jedne stranice. Cijena oglasa je 3 000 kn bez PDV (22%).

PUBLISHED BY

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

PUBLISHER'S REPRESENTATIVE

Ivan Mravak, MSc

SUPPORTED BY

Ministry of Science, Education and Sport

EDITORIAL COUNCIL

Kažimir Vrankić, MSc, (Chairman), Zagreb - Assistant Prof Ante Čurković, PhD, Zagreb - Prof Danilo Feretić, PhD, Zagreb - Prof Drago Jakovčević, PhD, Zagreb - Vitomir Komen, MSc, Rijeka - Prof Slavko Krajcar, PhD, Zagreb - Prof Siniša Petrović, PhD, Zagreb - Goran Slipac, MSc, Zagreb - Assistant Prof Mladen Zeljko, PhD, Zagreb

EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief – Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb
Secretary – Slavica Barta-Koštrun, MSc, Zagreb
Language Editor – Šimun Čagalj, prof., Zagreb
Metrology – Dragan Borojević, dipl. ing., Zagreb
Translation – Croatian Association of Scientific and Technical Translators – Croatian Translation Agency, Zagreb

HEAD OFFICE AND MANAGEMENT

HEP d.d. - Energija
Editorial Board
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia
Telephone: +385 (1) 6321963 i 6322641
Fax: +385 (1) 6322143 i 6170438
e-mail: nikola.bruketa@hep.hr; slavica.barta@hep.hr;
www.hep.hr

Appears 6 times a year.
Annual subscription fee excl. VAT (22 %):
– for individual subscribers HRK 250
– for companies HRK 400
– for students HRK 60
Number of giro account with Zagrebačka Banka:
2360000-1400129978

Annual subscription fee for the overseas: USD 95.
Number of foreign currency account with Zagrebačka Banka:
2000006299

Cover design – Kažimir Vrankić, MSc, Zagreb
Graphic layout – Bestias Dizajn d.o.o., Zagreb
Printed by – Intergrafika d.o.o., Zagreb

Circulation – 1,500 copies
Volume 56(2007)
Zagreb, 2007
No 3., pp. 263–392

Ads are the size of page. The price of an ad is HRK 3 000 excl. VAT (22%).

SADRŽAJ

268-291

Kennedy, M. W., Stanić, Z.,
ENERGETSKA POLITIKA U EUROPI I NJEN UTJECAJ NA
OPSKRBU ELEKTRIČNOM ENERGIJOM
(pregledni članak)

292-327

Zeljko, M., Čanović, M.,
ENERGETSKI SEKTOR CRNE GORE – STANJE
I PERSPEKTIVE
(pregledni članak)

328-345

De Paoli, L., Višković, A.,
JAVNA POTPORA RAZVITKU OBNOVLJIVIH IZVORA
ENERGIJE
(pregledni članak)

346-373

Lugarić, L., Krajcar, S., Čurković, A.,
ANALIZA FINANCIJSKOG RIZIKA U VREDNOVANJU
PROJEKATA IZGRADNJE VJETROELEKTRANA
(izvorni znanstveni članak)

374-387

Kuzmanović, B., Baus, Z., Ferković, L.,
RAČUNANJE SREDNJE I EFEKTIVNE VRIJEDNOSTI STRUJE
(NAPONA) SLOŽENIH VALNIH OBLIKA
(stručni članak)

CONTENTS

Kennedy, M. W., Stanić, Z.,
ENERGY POLICY IN EUROPE AND ITS IMPACT ON ELECTRICITY
SUPPLY
(review article)

Zeljko, M., Čanović, M.,
THE CURRENT SITUATION AND FUTURE POTENTIAL OF THE
MONTENEGRIN ENERGY SECTOR
(review article)

De Paoli, L., Višković, A.,
PUBLIC SUPPORT FOR THE DEVELOPMENT OF RENEWABLE
ENERGY SOURCES
(review article)

Lugarić, L., Krajcar, S., Čurković, A.,
RISK ANALYSIS METHODOLOGIES FOR THE FINANCIAL
EVALUATION OF WIND ENERGY POWER GENERATION PROJECTS
(original scientific article)

Kuzmanović, B., Baus, Z., Ferković, L.,
CALCULATION OF THE MEAN AND EFFECTIVE CURRENT
(VOLTAGE) VALUES OF COMPLEX WAVEFORMS
(professional article)

Časopis je ubilježeno u Ministarstvu znanosti, obrazovanja i sporta pod brojem 161 od 12.11.1992.

Časopis je indeksiran u sekundarnom bibliografskom izvoru INSPEC – The Institution of Electrical Engineering, England.

The magazine is registered with the Ministry of Science, Education and Sport under No. 161 since 12.11.1992.

The magazine is indexed with the secondary reference source of INSPEC – The Institution of Electrical Engineering, England.



UREĐIVAČKA POLITIKA

Časopis Energija znanstveni je i stručni časopis s dugom tradicijom više od 50 godina. Pokriva područje elektroprivredne djelatnosti i energetike. Časopis Energija objavljuje izvorne znanstvene i stručne članke širokoga područja interesa, od specifičnih tehničkih problema do globalnih analiza procesa u području energetike.

U vrlo širokom spektru tema vezanih za funkcioniranje elektroprivredne djelatnosti i općenito energetike u tržišnim uvjetima i općoj globalizaciji, časopis ima poseban interes za specifične okolnosti ostvarivanja tih procesa u Hrvatskoj i njezinu regionalnom okruženju. Funkcioniranje i razvoj elektroenergetskih sustava u središnjoj i jugoistočnoj Europi, a posljedično i u Hrvatskoj, opterećeno je mnogobrojnim tehničko-tehnološkim, ekonomskim, pravnim i organizacijskim problemima. Namjera je časopisa da postane znanstvena i stručna tribina na kojoj će se kritički i konstruktivno elaborirati navedena problematika i ponuditi rješenja.

Časopis je posebno zainteresiran za sljedeću tematiku: opća energetika, tehnologije za proizvodnju električne energije, obnovljivi izvori i zaštita okoliša; korištenje i razvoj energetske opreme i sustava; funkcioniranje elektroenergetskoga sustava u tržišnim uvjetima poslovanja; izgradnja elektroenergetskih objekata i postrojenja; informacijski sustavi i telekomunikacije; restrukturiranje i privatizacija, reinženjering poslovnih procesa; trgovanje i opskrba električnom energijom, odnosi s kupcima; upravljanje znanjem i obrazovanje; europska i regionalna regulativa, inicijative i suradnja.

Stranice časopisa podjednako su otvorene iskustvenim i mladim autorima, te autorima iz Hrvatske i inozemstva. Takva zastupljenost autora osigurava znanje i mudrost, inventivnost i hrabrost, te pluralizam ideja koje će čitatelji časopisa, vjerujemo, cijeniti i znati dobro iskoristiti u svojem profesionalnom radu.

EDITORIAL POLICY

The journal Energija is a scientific and professional journal with more than a 50-year tradition. Covering the areas of the electricity industry and energy sector, the journal Energija publishes original scientific and professional articles with a wide area of interests, from specific technical problems to global analyses of processes in the energy sector.

Among the very broad range of topics relating to the functioning of the electricity industry and the energy sector in general in a competitive and globalizing environment, the Journal has special interest in the specific circumstances in which these processes unfold in Croatia and the region. The functioning and development of electricity systems in Central and South Eastern Europe, consequently in Croatia too, is burdened with numerous engineering, economic, legal and organizational problems. The intention of the Journal is to become a scientific and professional forum where these problems will be critically and constructively elaborated and where solutions will be offered.

The Journal is especially interested in the following topics: energy sector in general, electricity production technologies, renewable sources and environmental protection; use and development of energy equipment and systems; functioning of the electricity system in competitive market conditions; construction of electric power facilities and plants; information systems and telecommunications; restructuring and privatization, re-engineering of business processes; electricity trade and supply, customer relations; knowledge management and training; European and regional legislation, initiatives and cooperation.

The pages of the Journal are equally open to experienced and young authors, from Croatia and abroad. Such representation of authors provides knowledge and wisdom, inventiveness and courage as well as pluralism of ideas which we believe the readers of the Journal will appreciate and know how to put to good use in their professional work.

UVOD

INTRODUCTION

Dragi čitatelji,

Na području energetike mnogo je tema koje izazivaju pozornost autora i čitatelja. Neke teme su od općeg značaja za energetičare i druge koji imaju interesa za energetiku, a neke su predmet užeg specijalističkog interesa. Jedna takva opća tema je problem distorzije europske energetske politike u svakodnevnoj praksi. Vrlo afirmativna načela i koncepcije europske energetske politike i konkretni uvjeti obavljanja te djelatnost, posebno na području električne energije, nerijetko su u značajnom raskoraku.

U prethodnom broju časopisa *Energija* ukazao sam na to veoma važno pitanje i zamolio autorske priloge o toj temi. Reakcija je uslijedila veoma brzo. Uvaženi britanski energetski stručnjak dr.sc. Malcolm Kennedy zajedno s hrvatskim koautorom dr.sc. Zoranom Stanićem napisali su članak koji zadire u meritum naznačene teme.

Navedeni članak zadržao se na globalnoj razini. Bilo bi vrlo interesantno, a vjerujem i korisno, nastaviti elaboraciju teme na razini konkretnih pitanja funkcioniranja europskog i nacionalnih energetske sustava. Većina od pet članaka koje objavljujemo u *Energiji* 3/2007 bavi se upravo takvim pitanjima, no o tome se treba i može pisati puno više. To su:

- Energetska politika u Europi i njen utjecaj na opskrbu električnom energijom,
- Energetski sektor Crne Gore – stanje i perspektive,
- Javna potpora razvitku obnovljivih izvora energije,
- Analiza financijskog rizika u vrednovanju projekata izgradnje vjetroelektrana i
- Računanje srednje i efektivne vrijednosti struje (napona) složenih valnih oblika.

Prvi članak u ovom broju časopisa je uvodno spomenuti članak o aktualnim pitanjima europske energetske politike i prakse. U članku se na vrlo otvoren i argumentiran način komentiraju uspjesi i poteškoće europske energetike. Bitne značajke energetske politike Europske unije su: sigurnost opskrbe, utjecaj na okoliš i isplativost.

Dear Readers,

In the field of energetics, many topics attract the attention of authors and readers. Some topics are of general interest to persons who are professionally engaged in energetics, while others are of narrow specialized interest. One such general topic is the problem of the distortion of the European energy policy in everyday practice. The highly affirmative principles and concepts of European energy policy are frequently significantly out of sync with the actual conditions for their implementation, particularly in the area of electrical energy.

In the previous issue of *Energija*, I called attention to this very important question and requested authors to submit contributions on this topic. The reaction followed very quickly. The distinguished British energy expert, Dr. Malcolm Kennedy, together with his Croatian co-author, Dr. Zoran Stanić, wrote an article dealing with this significant and worthy topic.

This article remains at the global level. It would be very interesting, and I believe beneficial, to continue the elaboration of this topic at the level of concrete questions regarding the functioning of European and national energy systems. Most of the five articles published in *Energija* 3/2007 are concerned precisely with such questions. However, much more should and could be written. The articles in the current issue are as follows:

- Energy Policy in Europe and Its Impact on Electricity Supply,
- The Current Situation and Future Potential of the Montenegrin Energy Sector,
- Public Support for the Development of Renewable Energy Sources,
- Risk Analysis Methodologies for the Financial Evaluation of Wind Energy Power Generation Projects, and
- Calculation of the Mean and Effective Current (Voltage) Values of Complex Waveforms

The first article in this issue of the journal was the one mentioned in the introduction on the current questions of European energy policy and practice. In this article, the authors provide a very open and well-argued commentary on the successes and difficulties encountered in the European energy supply. The significant char-

Za ostvarenje navedenih ciljeva sustavno se promiču tržišna načela poslovanja i povećanje udjela obnovljivih izvora energije. Autori članka ukazuju na brojna otvorena pitanja, koja su ujedno i predmet najnovijih europskih preporuka.

Sljedeći članak razmatra stanje i perspektive energetike Crne Gore. Članak je fokusiran na okolnosti opskrbe električnom energijom zbog njezinog vrlo visokog udjela u potrošnji finalnih oblika energije. U članku su iznesene brojne interesantne činjenice o relativno teškom aktualnom stanju i istovremeno sjajnim razvojnim mogućnostima. Članak će zasigurno izazvati veliki interes kod potencijalnih investitora.

Treći članak obrađuje osjetljivu temu javne potpore u energetici. Ona je nesporno potrebni korektivni instrumentarij u tržišnim uvjetima funkcioniranja energetike za promicanje interesa šire društvene zajednice i poticanje razvoja. Članak se bavi problemom djelotvornosti sustava javne potpore na primjeru obnovljivih izvora energije.

U sljedećem članku elaboriran je postupak utvrđivanja financijske isplativosti ulaganja u izgradnju vjetroelektrana, što je posebno značajno kod primjene projektnog financiranja. Autori su predložili brz i učinkovit model analize investicijskih rizika projekta, kako bi se oni mogli smanjiti na planiranu ili ekonomski podnošljivu razinu. Proveden je proračun na primjeru vjetroelektrane od 18 MW koja se planira sagraditi pored Benkovca.

Posljednji objavljeni članak u ovom broju časopisa posvećen je specijalističkoj inženjerskoj temi s kojom se susreću stručnjaci na području mjerenja i upravljanja. Predložen je pojednostavljeni način utvrđivanja srednje i efektivne vrijednosti struje (napona) složenih valnih oblika, razlaganjem takvih oblika na tipične oblike s poznatim srednjim i efektivnim vrijednostima.

Članke u ovom broju časopisa Energija potpisuje dvanaest autora od kojih su trojica iz inozemstva. Po prvi puta od kada imamo međunarodno izdanje časopisa Energija jedan od autora je student (Fakultet elektrotehnike i računarstva u Zagrebu), koji je pravo pisanja izborio svojim idejama i znanjem.

Glavni urednik
Nikola Bruketa dipl.ing.

acteristics of the energy policy of the European Union are security of supply, impact on the environment and affordability. For achieving these goals, there has been systematic promotion of market principles and increasing the share of renewable energy sources. The authors of this article direct attention to numerous open questions, which are also the subjects of the most recent European recommendations.

The next article considers the current situation and future potential of the Montenegrin energy sector. This article focuses upon the circumstances of the electrical energy supply, due to its very high share in the consumption of final forms of energy. It presents numerous interesting facts on the relatively difficult current situation as well as the splendid possibilities for development, and will certainly stir great interest among potential investors.

The third article concerns the sensitive topic of public support in the energy supply. Such support is indisputably a necessary corrective instrument under market conditions for the functioning of energetics in promoting the welfare of the society as a whole and stimulating development. The article discusses the problem of the effectiveness of the system of public support, using the example of renewable energy sources.

In the following article, a procedure is elaborated for determining the cost effectiveness of investment in the construction of wind power plants, which is particularly significant in the application of project financing. The authors have proposed a rapid and efficient system for the analysis of the investment risks of a project, in order to reduce them on the planning or acceptable economic levels. An estimate was performed for a wind power plant with a power rating of 18 MW, construction of which is planned in the vicinity of Benkovac.

The last article in this issue of the journal is devoted to a specialized engineering topic encountered by professionals in the area of measurement and control. A simplified manner is proposed for determining the mean and effective current (voltage) values of complex waveforms, by reducing such forms to typical forms with known mean and effective values.

The articles in this issue of Energija are signed by twelve authors, three of whom are from countries other than Croatia. For the first time since we have published an international edition of the journal Energija, one of the authors is an undergraduate student (The Faculty of Electrical Engineering and Computing in Zagreb), whose ideas and knowledge have earned him the right to be included.

Editor-in-Chief
Nikola Bruketa, dipl.ing.

ENERGETSKA POLITIKA U EUROPI I NJEN UTJECAJ NA OPSKRBU ELEKTRIČNOM ENERGIJOM ENERGY POLICY IN EUROPE AND ITS IMPACT ON ELECTRICITY SUPPLY

Malcolm W. Kennedy, CBE, FEng, FRSE, PhD, PB Power Ltd., Amber Court, William Armstrong Drive, Newcastle upon Tyne, NE4 7YQ, United Kingdom

Dr. sc. Zoran Stanić, HEP Obnovljivi izvori energije, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

U ovom članku ističu se tri bitne značajke energetske politike u Zapadnoj Europi: sigurnost opskrbe, utjecaj na okoliš i isplativost. Posljednjih godina Europska unija je objavila golemu dokumentaciju i direktive o opskrbi energijom s osobitim naglaskom na sljedeća dva glavna aspekta: utvrđivanje i rješavanje nedostataka u funkcioniranju energetske tržišta Europske unije, te utjecaj proizvodnje i transporta energije na okoliš. Drugi od navedena dva aspekta usmjeren je na promicanje obnovljivih izvora energije.

Nakon kratkog osvrt na dosadašnji razvoj situacije na tom planu, članak opisuje najnovija nastojanja početkom 2007. godine da se definira energetska politika za Europu. Toj politici je cilj ukloniti tržišne probleme koji se uporno javljaju, unaprijediti energetska učinkovitost i pružiti daljnju potporu razvoju obnovljivih izvora energije.

Članak također opisuje prepreke što stoje na putu provedbi energetske politike, barem u kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju.

The paper reiterates the three cornerstones of energy policy in the Western World, namely, security of supply, impact on the environment and affordability.

In recent years, the EU has published vast documentation and directives on energy supply with particular emphasis on two main aspects: the identification and addressing of the malfunctioning of the EU Energy Market; and the impact of energy production and transportation on the environment. The second of these has centred on the promotion of renewable sources of energy.

Having described briefly these developments to date, the paper proceeds to describe the latest attempts early in 2007 to set out an energy policy for Europe. This is designed to remove the persistent market malfunctions, improve energy efficiency and further support the development of renewable sources of energy.

The paper also goes on to describe the obstacles to implementation of the energy policy at least in the short and medium terms.

Ključne riječi: energetska politika, energetska učinkovitost, europske energetske direktive, europski prijenosni sustav, trgovina emisijama ugljikovog dioksida

Key words: carbon trading, energy efficiency, energy policy, European energy directives, European grid



1 UVOD

Utvrđivanje energetske politike, bilo za političke blokove, poput Europske unije (EU), bilo za pojedine suverene države, u pravilu se na cijelom Zapadu temelji na tri odvojena, ali međusobno povezana zahtjeva. To su: sigurnost opskrbe, utjecaj na okoliš i isplativost. Ta tri zahtjeva neće sve vlade poredati po istom redosljedju važnosti. Šira javnost možda će se također opredijeliti za redosljed važnosti drukčiji od svoje vlade ili će se usmjeriti na samo nekoliko pitanja iz te problematike. Primjerice, u novijem razmatranju energetske problematike u Škotskoj [1] javna rasprava o budućoj opskrbi električnom energijom bila je skoro potpuno posvećena pitanju izgradnje novih nuklearki i širem korištenju obnovljivih izvora energije. Usprkos novijim naglim povećanjima cijene uzrokovanim rastom cijene plina, malo se javne rasprave vodilo o tome, pri čemu se pretpostavljalo da će se vlada već nekako pobrinuti za sigurnost opskrbe.

Kada je riječ o vladama, navedena tri čimbenika moraju se stalno preispitivati, kao i njihova međusobnost, o čemu kratkoročno i dugoročno ovisi opskrba energijom.

Političke izjave vezane za energetska politiku često su veoma općenite i tek su puke smjernice ili izrazi ambicija, posebice u državama gdje je elektroprivreda u privatnom vlasništvu i gdje je vladina intervencija manje poželjna. Ipak je važno da političke izjave budu dosljedne i da se izbjegavaju bilo kakvi očiti obrati u politici, jer elektroprivreda koja ulaže u energetska infrastrukturu traži jasnoću. Nadalje, njihovi investicijski horizonti mjere se u desetljećima a ne u godinama, pa takva politika mora biti dugoročna.

Unatoč navedenim općim načelima, intervencija vlade čini se nužnom kada dođe do nepredvidivih situacija ili kad nastanu nenamjeravane posljedice i nacionalni interesi postanu ugroženi. Intervencije te vrste bit će vjerojatnije ondje gdje se elektroprivreda percipira kao izložena silama tržišta. Svaki neuspjeh tržišta da pruži široki dijapazon političkih ciljeva obično ima za posljedicu vladine intervencije iza kojih uvijek ne slijede očekivane reakcije sudionika na tržištu.

U ovom članku nastoje se opisati novije izjave EU u svezi s energetska politikom, uz poseban osvrt na elektroenergetski sektor. Dalje se opisuju neke teškoće u provedbi tih smjernica u svjetlu različitih političkih ciljeva i specifičnosti pojedinih suverenih država, postojećih vlasničkih i tržišnih struktura i izvora primarne energije u svakoj zemlji

1 INTRODUCTION

Throughout the Western world the determination of energy policy, whether for political blocs like the European Union (EU) or individual sovereign nations, is invariably based upon three separate but interlinked precepts; these are the security of supply, impact on the environment, and affordability. Not all governments would arrange these precepts in the same order of importance. The general public may also choose a different order of importance from their government or concentrate on only a few of the issues. For example, in a recent examination of energy issues in Scotland [1], the public debate in regard to future electricity supply was almost entirely devoted to the consideration of new nuclear build and widespread use of renewables. Despite recent sharp price increases due to the rise in gas prices, little public debate was focused on this and there was a bland assumption that the security of energy supply will be ensured by government action.

As far as governments are concerned there must be a constant re-examination of the three above mentioned factors and their inter-relationship which underpin energy supply in both the short and long term.

Frequently, energy policy statements are extremely general and may be no more than guidelines or aspirations, particularly where the industry is privately owned and government intervention is less welcome. Nevertheless, it is important that any policy statements are consistent and avoid any obvious reversals in policy, since the industry investing in energy supply infrastructure needs clarity. Furthermore, their investment horizons are measured in decades rather than years, so that policy must be long-term.

Despite the general principles indicated, government interventions seem inevitable when unforeseen occurrences take place or unintended consequences arise and national interests are threatened. Interventions of this type are more likely to occur where the industry is perceived to be market driven. Any failure of the market to deliver broad policy objectives usually leads to government interventions which do not always produce the intended reactions of market participants.

This paper seeks to describe recent energy policy statements by the EU, with particular reference to electricity, and goes on to describe some of the difficulties of implementing these policies in the light of different political objectives and characteristics of individual sovereign nations, the existing ownership and market structures and sources of primary

pojedinačno. Ujedno se naznačuju posebna pitanja koja se odnose na neke zemlje jugoistočne Europe, kandidatkinje za članstvo u Europskoj uniji.

2 POSTOJEĆA ELEKTROPRIVREDA U EUROPI

Elektroprivreda kakva postoji u 25 država članica Europske unije tijekom niza godina izuzetno je dobro dokumentirana glede vlasničke strukture kao i primarne opskrbe energijom. Razvoj ove djelatnosti u svakoj od tih zemalja dosad je uglavnom bilo isključivo pitanje pojedine zemlje, unatoč, u nekim slučajevima, dugogodišnjega članstva u Europskoj uniji.

Ipak, postoji znatna visokonaponska povezanost susjednih država diljem kontinenta. Međutim, nisu se u značajnom opsegu povećavali broj i prijenosna moć tih spojnih vodova, što pak nije pridonijelo razvoju tržišta, kako se očekivalo kada je prije 11 godina bila objavljena prva direktiva Europske unije o električnoj energiji [2].

Slike 1 i 2 prikazuju bruto proizvodnju električne energije za svaku državu članicu Europske unije te proizvodnju po vrsti primarnog energenta [3]. Očita je visoka raznovrsnost po vrsti i kapacitetu proizvodnje u području Europske unije. Politička tumačenja mnogih direktiva Europske unije o energiji i gledišta država članica u odnosu na tri sastavnice energetske politike navedene u poglavlju 1 znatno se razlikuju. Različitost karaktera prikazane elektroopskrbe ilustrira teškoće uvođenja bilo kakve jedinstvenosti budućeg tržišta električne energije. Štoviše, EU je nedavno odlučila [4] postaviti obvezujući cilj postizanja 20-postotnog udjela obnovljive energije u sveukupnoj potrošnji energije u Europskoj uniji do 2020. godine. Ta postavka ima presudan utjecaj na opskrbu električnom energijom, budući da 80 % obnovljive energije u Europskoj uniji otpada na proizvodnju električne energije. Utvrđene količine buduće proizvodnje iz obnovljivih izvora, bez orijentacije glede drugih značajnih izvora primarne energije, po sebi predstavlja veliku deformaciju tržišta.

energy in each country. The particular issues which apply to some accession states in south-eastern Europe are also touched upon.

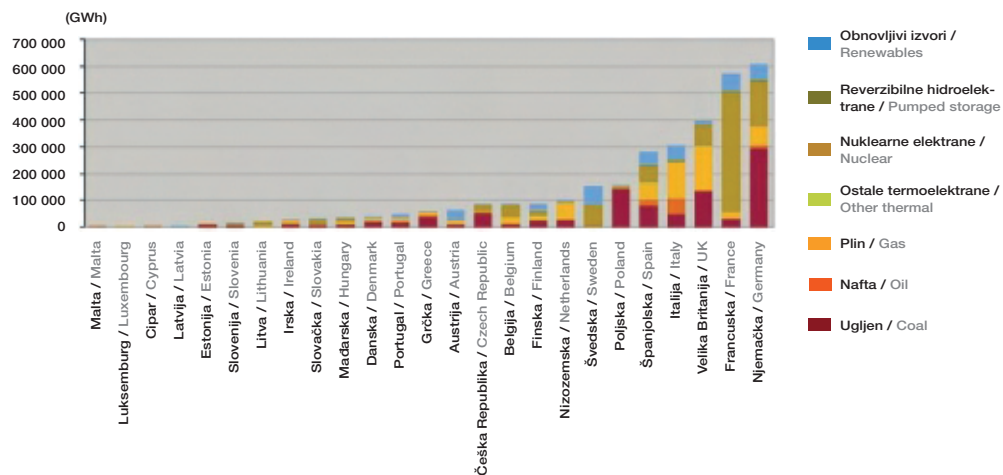
2 EXISTING ELECTRICITY SUPPLY INDUSTRY IN EUROPE

In terms of both ownership and primary energy supply, the electricity supply industry (ESI) existing in the 25 Member States of the EU has been extremely well-documented over many years. The development of each country's ESI has hitherto been largely a question for that country alone despite, in some cases, many years of EU membership.

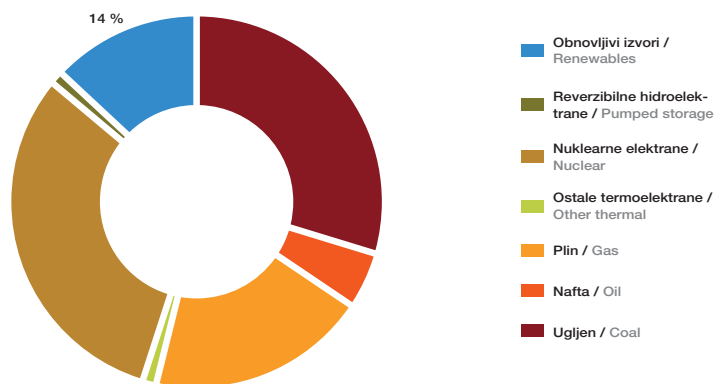
High-voltage interconnection between contiguous nations does exist and is widespread throughout the continent. The increase in number and capacity of these interconnections, however, has not been widespread, which in turn has not helped the market to develop as had been hoped for when the first EU Directive on electricity supply was issued 11 years ago [2].

Figures 1 and 2 indicate the gross electricity production for each EU country and production by type of primary fuel [3]. The high level of diversity of type and capacity of generation across the EU is apparent. The political interpretation of the many EU Directives on energy and each nation's view of the three components of energy policy described in Section 1 vary considerably. The diversity of the nature of electricity supply illustrated indicates the difficulties of introducing any uniformity into the market for electricity in the future. Moreover, the EU has recently resolved [4] to set a binding target of a 20% share of renewable energies in overall EU energy consumption by 2020. This statement has a profound effect on the supply of electricity, since 80 % of renewable energy in the EU results in the production of electricity. Determining the amount of renewable generation in the future without any guidance regarding other major sources of primary energy is in itself a major distortion of the market.

Slika 1
EU – 25 bruto
proizvodnja električne
energije (2004.)
Figure 1
EU – 25 gross
electricity generation
(2004)



Slika 2
EU – 25 proizvodnja
električne energije
po primarnom gorivu
(2004)
Figure 2
EU – 25 electricity
generation by primary
fuel (2004)



Bitne teškoće u primjeni općih načela na elektroprirodu i tržište koji su tako raznoliki kao u Europskoj uniji dovele su do objavljivanja izvješća u studenom 2005. [5] o nedostacima u funkcioniranju tržišta u to vrijeme.

U toj fazi ustanovljeno je pet grupa nedostataka u funkcioniranju tržišta:

- tržišta plina i električne energije u mnogim državama članicama Europske unije i dalje su koncentrirana, što otvara prostor postojećim operatorima da utječu na cijene,
- mnoga veleprodajna tržišta nisu likvidna, i to ili zbog dugoročnih ugovora (plin) ili zato što su tvrtke aktivne kako u proizvodnji tako i na maloprodajnom tržištu, čime ograničavaju razvoj veleprodajnih tržišta (električna energija). Također je prisutno nedostatan razdvajanje djelatnosti mreže i opskrbe,
- prepreke koje stoje na putu prekogranične opskrbe plinom i električnom energijom sprje-

The intrinsic difficulties of applying principles to an industry and a market as diverse as those in the EU led to the publishing of a report in November 2005 [5] on the malfunctioning of the market at that time.

Five areas of market malfunctioning were identified at that stage:

- gas and electricity markets in many Member States continue to be concentrated, creating scope for incumbent operators to influence prices,
- many wholesale markets are not liquid, either because of long-term contracts (gas) or because companies are active both in production and in the retail market, limiting the development of wholesale markets (electricity). There is also an inadequate level of unbundling of network and supply activities,
- barriers to the cross-border supply of gas and electricity prevent the development of integrated EU energy markets,

čavaju razvoj integriranih energetske tržišta Europske unije,

- nema dovoljno transparentnosti na tržištima, što ide na ruku starim operatorima i potkopava položaj novih. Nedostatak transparentnosti ujedno produbljuje nepovjerenje,
- elektroprivreda kao i potrošači pokazuju malo povjerenja u posebne mehanizme formiranja cijene na veleprodajnim tržištima energije, a cijene su značajno porasle.

Naknadne analize i izvješća o postojećem stanju pokazali su da je u posljednje dvije godine došlo do manjeg poboljšanja u tim područjima.

3 ENERGETSKA POLITIKA ZA EUROPU

Taj gore opisani nedostatak napretka u razvoju tržišta bio je povodom izdavanja dokumenta EU pod naslovom Energetska politika za Europu, u ožujku 2007. godine [6].

U dokumentu se ističe da bi obilježja unutarnjeg tržišta energije trebala biti sljedeća:

- konkurentnost, kojom bi se smanjili troškovi električne energije kako za građane tako i za poduzeća te poticala energetska učinkovitost i ulaganja,
- održivost, što obuhvaća primjenu gospodarskih instrumenata uključujući mehanizam trgovine emisijama. Nadalje, EU želi da operatori prijenosnih sustava (OPS) nađu svoj interes u promicanju kogeneracije i u poticanju inovacije kako bi se omogućilo manjim tvrtkama, pojedincima i onima koji se bave nekonvencionalnim tehnikama opskrbe da sudjeluju u sveukupnoj elektroopskrbi,
- sigurnost opskrbe. EU tvrdi da bi istinsko jedinstveno tržište poticalo raznolikost opskrbe. To se nije dogodilo na tržištu Velike Britanije, najliberalnijem tržištu u Europi, gdje je proizvodnja energije na plin postala najvećim pojedinačnim izvorom proizvodnje energije (40 %), bilježeći neprestani rast od neznatnih razina prije 15 godina.

Bit prijedloga EU za poboljšanje konkurencije na unutarnjem tržištu čine dvije predložene radikalne strukturalne promjene kojima je cilj prevladati gore opisane funkcionalne slabosti tržišta.

Prva se sastoji u vlasničkom razdvajanju, tj. odvajanju plinske i elektroenergetske mreže od djelatnosti proizvodnje i opskrbe. To bi se moglo postići ili potpunim prijenosom vlasništva, kao

- there is a lack of transparency in the markets that benefits incumbents and undermines the position of new entrants. Lack of transparency also aggravates mistrust,
- there is little trust by industry and consumers in the specific price-formation mechanisms in energy wholesale markets, and prices have increased significantly.

Subsequent analysis and reporting of the situation have shown few improvements in these areas during the past two years.

3 AN ENERGY POLICY FOR EUROPE

This lack of progress in market development described above led to the issue of an EU document Energy Policy for Europe, in March 2007 [6].

This document states that the internal energy market should be characterised by:

- competitiveness, which should cut costs of electricity to both citizens and companies, and stimulate energy efficiency and investment,
- sustainability, which includes the application of economic instruments involving the emissions trading mechanism. Furthermore, the EU wishes to see transmission system operators (TSOs) having an interest in promoting cogeneration of renewable combined heat and power and stimulating innovation, to allow smaller companies, individuals and those involved in non-conventional supply techniques to participate in the overall supply of electricity,
- security of supply. The EU claims that a true single market would promote diversity of supply. This was not true of the market in the UK, the most liberal market in Europe, where gas-fired generation has become the biggest single source of generation (40 %) rising from negligible levels 15 years ago.

Lying at the heart of an EU proposal to improve competition in the internal market are two radical structural changes, both designed to overcome the malfunctioning of the market described above.

The first is ownership unbundling, i.e., separating the gas and electricity networks from the generation and supply businesses. This could be achieved either by transferring ownership completely, as in the case of the National Grid Co. in the UK, or by the creation of separate companies to manage the networks that could still be owned by the large suppliers.

u slučaju National Grid Co. u Velikoj Britaniji, ili osnivanjem posebnih tvrtki za upravljanje mrežama koje bi i dalje mogle biti u vlasništvu velikih opskrbljivača.

Druga predložena promjena odnosi se na regulativu, kako na razini pojedinačnih država, tako i na razini EU. Osnovalo bi se jedinstveno regulatorno tijelo za energiju ili pak mreža nacionalnih regulatornih tijela za brigu o paneuropskim energetske potrebama i za nadzor nad provedbom postojećih i budućih propisa iz dotičnoga područja, uz ispitivanje navodnih kršenja tržišnih pravila.

U osnovi prijedloga EU stoji prešutno prihvaćanje činjenice da je visokonaponska infrastruktura, koja je potrebna da bi se provele mnoge od tih promjena na tržištu, diljem Europe nedostatna. Još jednim priopćenjem Komisije europskog parlamenta i Vijeća iz 2006. [7] donesen je Plan prioriteta spojnih vodova u kojem se utvrđuje pet prioriteta u odnosu na međudržavno povezivanje:

- utvrđivanje najznačajnije nedostajuće infrastrukture do 2013. i osiguranje paneuropske političke potpore za ispunjenje takvih manjkavosti,
- imenovanje četiri europska koordinatora zadužena za praćenje četiri prioriteta projekata: energetska veza između Njemačke, Poljske i Litve; priključci na vjetroelektrane na moru u sjevernoj Europi; elektroenergetski spojni vodovi između Francuske i Španjolske i plinovod Nabucco od Kaspijskog mora do srednje Europe,
- dogovor o maksimalnom razdoblju od pet godina u kojemu valja završiti planiranje i postupke izdavanja odobrenja za projekte koji su temeljem Transeuropskih energetske smjernica definirani kao projekti od europske interesa,
- ispitivanje potrebe da se poveća financiranje Transeuropskih energetske mreža, posebice s ciljem da se olakša integracija obnovljive električne energije u sustav,
- uspostava novog mehanizma i strukture Zajednice za operatore prijenosnih sustava (OPS), odgovorne za koordinirano mrežno planiranje.

Pristup EU pitanju sigurnosti opskrbe energijom čini se da se ograničava na pitanje isporuka plina i nafte te međudržavnih visokonaponskih spojnih vodova. Sažetak toga [8] bio bi sljedeći:

- potrebne su mjere kako bi se državama članicama koje su prekomjerno ovisne o jednom dobavljaču plina pomoglo da postignu raznovrsnost opskrbe. Komisija će pratiti provedbu nedavno promjenjene Direktive o

The second concerns effective regulation both at an individual state level and at a pan-European level. A new single energy regulator or a network of national regulators would be set up, which would take account of pan-European energy needs and the policing of existing and future relevant legislation, along with the examination of alleged market abuse.

Underlying the EU proposals there is tacit acceptance that the high-voltage infrastructure throughout Europe, necessary to bring about many of the changes in the market, is inadequate. In 2006 a further communication from the Commission of the European Parliament and Council [7] put forward a Priority Interconnection Plan which sets out five priorities in regard to international interconnection:

- identifying the most significant missing infrastructure up to 2013 and ensuring pan-European political support to fill the gaps,
- appointing four European co-ordinators to pursue the four of the most important priority projects: the power-link between Germany, Poland and Lithuania; connections to off-shore wind-power in northern Europe; electricity interconnections between France and Spain; and the Nabucco pipeline, bringing gas from the Caspian to central Europe,
- agreeing a maximum of five years within which planning and approval procedures must be completed for projects that are defined as being of European interest under Trans-European Energy Guidelines,
- examining the need to increase funding for the Trans-European Energy Networks, particularly to facilitate the integration of renewable electricity into the grid,
- establishing a new Community mechanism and structure for Transmission System Operators (TSOs), responsible for co-ordinated network planning.

The EU's approach in regard to the security of energy supply seems to be limited to consideration of gas and oil supplies and international HV interconnections. This was summarised [8] as follows:

- measures are needed to assist Member States that are overwhelmingly dependent on one gas supplier to diversify. The Commission will monitor implementation of the recently transposed Gas Security Directive and assess its effectiveness. Projects should be developed to bring gas from new regions, to set up new gas hubs in central Europe and the Baltic countries, to make better use of strategic storage possibilities, and to facilitate the construction

sigurnosti opskrbe plinom i ocijeniti njezinu učinkovitost. Treba izraditi projekte za dovođenje plina iz novih regija, za uspostavu plinskih čvorišta u srednjoj Europi i u baltičkim zemljama, za bolje iskorištenje strateških skladišnih potencijala i za omogućavanje izgradnje novih terminala ukapljenog zemnog plina. Također valja ispitati načine jačanja postojećih mehanizama solidarnosti u slučaju krize kao što su Mreža energetskih korespondenata i Koordinacijska skupina za plin. Nadalje, strateške rezerve plina pridonijele bi sigurnosti opskrbe plinom. Znatna nova ulaganja u nove skladišne kapacitete i plinovode, koja bi bila potrebna kako bi se osigurao veći stupanj sigurnosti, morat će se uskladiti s troškovima koje bi takva ulaganja stvorila za potrošače,

- mehanizam strateških rezervi nafte koji ima EU i koji je kroz IEA učinkovito usklađen s rezervama drugih zemalja OECD-a dobro je funkcionirao pa ga valja održati. Međutim, način na koji EU upravlja svojim doprinosom tom mehanizmu mogao bi se poboljšati. Treba pojačati obveze izvješćivanja od strane država članica, treba više analizirati dostatnost rezervi, te je potrebna bolja koordinacija ukoliko IEA zatraži da se rezerve puste u promet. Tijekom 2007. Komisija će izraditi analizu tih pitanja,
- elektroenergetski spojni vodovi i obvezujuće, provedive norme pouzdanosti tvorit će treću sastavnicu ovoga pristupa. To će posebice pridonijeti rješavanju dvojbi glede sigurnosti opskrbe električnom energijom.

I sigurnost opskrbe i njezin utjecaj na okoliš uvelike ovise o značajnijim uštedama u korištenju energije koje bi mogle proisteći iz primjene odgovarajućih budućih smjernica.

Akcijski plan za energetska učinkovitost: Ostvarivanje potencijala [9] zacrtava okvir smjernica i mjera za jačanje postojećeg procesa s ciljem postizanja uštede od 20 % primarne energije do 2020. diljem EU.

Ključne mjere obuhvaćaju:

- ubrzano korištenje vozila koja su učinkovita u potrošnji goriva, bolje korištenje javnog prijevoza; osigurati da se potrošači suoče s pravim troškovima prijevoza,
- strože standarde i bolje označavanje na električnim aparatima,
- brzo poboljšanje energetske učinkovitosti postojećih zgrada u EU te preuzimanje vodeće uloge u nastojanju da se zgrade s vrlo niskom

of new liquefied natural gas terminals. Ways to strengthen existing crisis solidarity mechanisms such as the Energy Correspondents Network and the Gas Co-ordination Group should also be examined. In addition, strategic gas stocks would help the security of gas supply. The considerable new investments in new storage and pipeline capacity that would be needed to ensure a higher degree of security will have to be balanced against the costs this will imply for the consumers,

- the EU's strategic oil stocks mechanism, effectively co-ordinated with stocks of other OECD countries through the IEA, has worked well and should be maintained. The manner in which the EU manages its contribution to this mechanism could however be improved. Reporting requirements on Member States should be reinforced, there should be more analysis of the sufficiency of the stocks, and there should be better co-ordination if the IEA calls for stocks to be released. The Commission will make an analysis of these issues in 2007,
- electricity interconnections and binding, enforceable reliability standards will form a third element of this approach. This will in particular help to address concerns about the security of electricity supply.

Security of supply and its impact on the environment are both profoundly influenced by any significant savings in the use of energy that might result from the application of appropriate future policies.

An Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential [9] outlines a framework of policies and measures designed to intensify the existing process with a view to a 20 % saving of primary energy by 2020 throughout the EU.

Key measures include:

- accelerating the use of fuel-efficient vehicles for transport, making better use of public transport; and ensuring that the true costs of transport are faced by consumers,
- tougher standards and better labelling on appliances,
- rapidly improving the energy performance of the EU's existing buildings and taking the lead to make very low energy houses the norm for new buildings,
- coherent use of taxation to achieve more efficient use of energy,
- improving the efficiency of heat and electricity generation, transmission and distribution,
- new international agreement on energy efficiency to promote a common effort.

- potrošnjom energije proglase normom za nove gradnje,
- smislenu primjenu oporezivanja kako bi se postiglo djelotvornije korištenje energije,
- poboljšanje učinkovitosti proizvodnje topline i električne energije, prijenosne i distribucijske mreže,
- novi međunarodni sporazum o energetske učinkovitosti za poticanje zajedničke akcije.

U odjeljku 8.2 opisuju se nastojanja s ciljem postizanja energetske učinkovitosti, posebice u Hrvatskoj.

4 REGIONALNO TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U JUGOISTOČNOJ EUROPI

Premda se poglavlje 3 u krajnjoj liniji odnosi na sve države članice EU i kandidate za članstvo, u Atenskom memorandumu iz 2002. [10] priznaje se da bi se na jugoistočnu Europu eventualno mogli primijeniti posebni uvjeti kakvi ne postoje drugdje. Devet zemalja, među njima i Hrvatska, potpisalo je Atenski memorandum. U vrijeme potpisivanja samo je Grčka bila članica EU, no kasnije su Bugarska i Rumunjska postale punopravne članice.

Osnovu sporazuma čini se da tvori dobrovoljno usklađivanje, između devet država, sljedećih temeljnih načela s uvjetima koji vrijede u ostalom dijelu Europe:

- pristup treće strane,
- razdvajanje od operatora mreže,
- kompenzacijski mehanizam u prekograničnoj trgovini,
- sigurnosna i mrežna pravila,
- razvijanje sustava mjerenja i vođenja mreža,
- transparentnost,
- mrežne tarife,
- narušavanje cijena,
- praćenje funkcioniranja elektroenergetskog tržišta jugoistočne Europe (SEEEM).

Ta su pitanja veoma slična onima koja se rješavaju u ostalom dijelu Europe. Međutim, diljem Europe problematičan je stupanj rješavanja tih pitanja.

Pitanja elektroprivrede u jugoistočnoj Europi, s njenim posebnim značajkama, političkim motivima i izvorima energije, rješavaju se u sklopu šire europske perspektive. U tablici 1 dan je pregled tih pitanja, odnosno prepreka kakve trenutno postoje, uz izvjesno ponderiranje važnosti i eventualno teškoća svake od njih.

Section 8.2 describes the efforts being made in respect of energy efficiency, specifically in Croatia.

4 A REGIONAL ELECTRICITY MARKET IN SOUTH-EASTERN EUROPE

Whilst Section 3 should ultimately apply to all EU Member States and accession states, recognition was made in The Athens Memorandum 2002 [10] that special conditions may apply in south-eastern Europe which do not exist elsewhere. Nine countries, including Croatia, signed the Athens Memorandum. At the time of signing only Greece was a member of the EU, although Bulgaria and Romania have subsequently become full EU members.

The basis of the agreement seems to be a voluntary harmonisation among the nine states of the following basic principles with the conditions which apply elsewhere in Europe:

- third-party access,
- unbundling from network companies,
- cross-border trade compensation mechanism,
- security rules and grid codes,
- development of the metering and control systems of the networks,
- transparency,
- network tariffs,
- price distortions,
- monitoring of the function of the South East Europe Electricity Market (SEEEM).

These issues have a remarkable similarity to those which are being addressed elsewhere in Europe. Progress with the development of these issues, however, is far from clear throughout the continent.

In south-eastern Europe the electricity supply industry, with its own particular characteristics, political motivation and sources of energy is being addressed against the background of the broader European perspective. Table 1 sets down what these issues or barriers currently are and places some weighting upon the importance and perhaps difficulty of each.

Tablica 1 – Prepreke na putu integracije elektroenergetskog sustava jugoistočne Europe
Table 1 – Hurdles for South East Europe power system integration

Problem / Issue	Ponder / Weighting 1 = nisko / low 3 = visoko / high
Tehnička ograničenja spojnih vodova / Technical limitations of interconnectors	1
Stvarna ostvarenja ciljeva / Real achievements of objectives	3
Koncentracija tržišta, vertikalna integracija, dugoročni PPA / Market concentration, vertically integration, long term PPA	3
Neupoznatost i nedovoljna osposobljenost regulatornih tijela i osoblja OPS / Unfamiliarity and insufficient capabilities of regulators and TSO staff	2
Lokalna pitanja prevladat će nad pitanjima razvoja međunarodnog tržišta / Local issues will take precedence over international market development	3
Nedovoljna suradnja između OPS-a i regulatornih tijela / Insufficient cooperation of TSOs and regulators	2
Politička spremnost za suradnju / Political willingness to work together	3

5 EUROPSKI PROGRAM TRGOVINE EMISIJAMA (ETS)

Premda ne privlači neku veliku pozornost u smislu količine sadržaja u energetskej politici za Europu, ETS čini srž ekološke politike. Njegova je namjena preusmjeriti ulaganja s visoko zagađujućih izvora proizvodnje energije na one koji su za okoliš prihvatljiviji.

Taj program, koji je prvi put uveden 2005., temelji se na jednostavnom načelu *plafona* unutar određenog vremenskog razdoblja i trgovini emisijama ugljikovog dioksida.

Fiksna alokacija dozvola – pri čemu svaka dozvola odgovara proizvodnji 1 tone CO₂ – izdaje se svakom dotičnom industrijskom sektoru u svakoj državi članici, a odatle svakoj pravnoj osobi koja tvori dotični sektor.

Budući da je cilj smanjiti proizvodnju CO₂, broj slobodnih izdanih dozvola treba biti manji od trenutne razine proizvodnje. Da bi se pridržavao propisanih smanjenih razina proizvodnje CO₂, svaki operator ima izbor: može investirati u smanjenje razine emisija ili na tržištu kupiti dozvole od onih koji su uspjeli ostvariti poboljšanja u svojim ciljevima pa posjeduju višak dozvola.

Dozvole vrijede samo za određena razdoblja, npr. od 2008. do 2012., kako bi vlade mogle ponovno utvrditi slobodnu dodjelu dozvola u svjetlu postignutog napretka u pravcu općih ciljeva.

Kao i sa svakim tržištem, i tu ima dnevnih promjena cijena po toni CO₂. Cijena podliježe

5 THE EUROPEAN EMISSIONS-TRADING SCHEME (ETS)

Although not attracting a great deal of attention in terms of the detail, the ETS lies at the heart of the environmental impact policy in Energy Policy for Europe. This is intended for direct investment away from highly polluting sources of generation to those which are more environmentally friendly.

The scheme, first introduced in 2005, is based on the simple principle of cap and trade.

A fixed allocation of permits, each permit equal to the production of 1 tonne of CO₂, is issued to each industry in each member state and thence to each entity making up that industry.

Since the objective is to reduce the production of CO₂, the number of free permits issued needs to be less than the current level of production. In order to comply with reduced levels of CO₂ production each operator has a choice. He may make investments to reduce the level of emissions or buy permits in a marketplace from those which have been able to improve on their targets and therefore have surplus permits.

Permits apply only to discrete periods of time, e.g. 2008 – 2012, so as to allow governments to reset the free allocation in the light of progress towards meeting overall targets.

As with any market there are daily variations in price per tonne of CO₂. The price is subject to many external influences, not least the price of hydrocarbon fuels. Sentiment also plays its part.

mnogim vanjskim utjecajima uključujući cijenu ugljikovodikovih goriva. Izvjesnu ulogu igraju i subjektivni stavovi. Slika 3 pokazuje kako su se forward cijene nepredvidivo mijenjale otkad je spomenuti program stupio na snagu u siječnju 2005. Slika također pokazuje izvedenu cijenu, odnosno cijenu CO₂ potrebnu da bi neki operator prešao s ugljena na plin.

Figure 3 shows the erratic way in which forward prices have varied since the scheme came into effect in January 2005. The figure also shows the implied price which is the price of CO₂ necessary for an operator to change from coal to gas firing.

Slika 3
 Europski program
 trgovine emisijama:
 dosadašnja provedba
 Figure 3
 EU emissions trading
 scheme: The record
 so far



Iz ovoga grafičkog prikaza razvidno je da je na početku ove godine forward cijena ugljikovog dioksida bila manja od trećine cijene potrebne da bi se potakla promjena u poslovnom ponašanju operatora.

The graph shows that at the beginning of this year the forward price of carbon was less than a third of that needed to induce a change of operating behaviour.

6 STVARNO STANJE NA KRATKOROČNOM I SREDNJOROČNOM PLANU – TRŽIŠNE TEŠKOĆE

Otkad su utvrđeni glavni uzroci slabosti u funkcioniranju tržišta, kako je opisano u poglavlju 2, niz pitanja pratio je razvoj situacije u elektroprivredi u Europi u protekle dvije do tri godine.

U sljedećim poglavljima opisuju se glavni sadašnji, odnosno budući pravci razvoja situacije u elektroprivredi u Europi. Nijedan od njih ne može se smatrati kratkoročnim, i dok svi oni imaju dubok utjecaj ili na sigurnost opskrbe ili na okoliš ili na jedno i drugo, teško je vidjeti kako će u doglednoj budućnosti oni pridonijeti razvoju jedinstvenog unutarnjeg tržišta.

6.1 Konsolidacija tržišta

Prošlo desetljeće obilježilo je udruživanje energetskih tvrtki diljem Europe. Tablica 2 prikazuje fuzije i akvizicije izvršene od 1999. naovamo.

6 THE REALITIES OF THE SHORT AND MEDIUM TERM – DIFFICULTIES FOR THE MARKET

Since the identification of the major causes of market malfunction described in Section 2, a number of issues have characterised the developments of the ESI in Europe over the past two or three years.

The following sub-sections describe major developments that have or will take place in Europe's ESI. None of these can be regarded as short-term, and whilst all will have a profound impact on either the security of supply or the environment, or both, it is difficult to see how they will help the development of a single internal market for the foreseeable future.

6.1 Market consolidation

The past decade has been characterised by the consolidation of energy companies throughout Europe; Table 2 shows the mergers and acquisitions that have been accomplished since 1999. Table 3 shows the current position of market consolidation

Tablica 3 prikazuje sadašnje stanje konsolidiranja tržišta kroz prizmu najvećih tvrtki. Glavni razlozi udruživanja tvrtki čini se da su sljedeći:

- povećanje broja zemalja u kojima udružena tvrtka posluje, a s ciljem da se rasporedi rizik od intervencija nacionalnih regulatornih tijela i vlada,
- poboljšanje pregovaračke pozicije u odnosu na veleprodajne dobavljače primarnog goriva, primjerice ruskog plina,
- smanjenje troškova putem proširenja poslovanja.

as embodied in the largest companies. The companies' main reasons for consolidating appear to be:

- to diversify the number of countries in which a consolidated company has operations so as to spread the risk against interventions by national regulators and governments,
- to have improved bargaining power with wholesale suppliers of primary fuel, e.g. Russian gas,
- overall economies of scale.

Tablica 2 – Najveće fuzije i akvizicije europskih javnih poduzeća objavljene od 1999.
Table 2 – Top European utility M&A deals announced since 1999

Datum / Date	Ciljno poduzeće / Target	Stjecatelj / Acquirer	Vrijednost posla / Deal value (10 ⁹ EUR)
2006-02-21	ENDESA (Španjolska / Spain)	EON (Njemačka / Germany)	53*
2006-02-27	GAZ DE FRANCE (Francuska / France)	SUEX (Francuska / France)	32**
2006-11-28	SCOTTISH POWER (Velika Britanija / UK)	IBERDROLA (Španjolska / Spain)	17
1999-09-27	VIAG (Njemačka / Germany)	VEBA (Njemačka / Germany)	14
2002-04-22	LATTICE (Velika Britanija / UK)	NATIONAL GRIS (Velika Britanija / UK)	13
2007-02-01	NUON (Nizozemska / Netherlands)	ESSENT (Nizozemska / Netherlands)	11,4**
2005-08-09	ELECTRABEL 49,92 % (Belgija / Belgium)	SUEZ (Francuska / France)	10
2001-04-09	POWERGEN (Velika Britanija / UK)	EON (Njemačka / Germany)	10
2005-05-13	ITALENERGIA BIS 82 % (Italija / Italy)	AEM: EDF (Italija / Italy)	8

* Prije razdvajanja između ENEL-a i EON-a / Before break-up between ENEL and EON

** Nedovršeno / Pending

Još nije jasno vrijede li sva tri faktora ravnomjerno ili ne. U mnogim slučajevima nisu u potpunosti ispitani navedeni razlozi za akviziciju. Međutim, jasno je to da veće, ali malobrojnije i sve više multinacionalne javne tvrtke sve više dominiraju tržištem. Namjera EU da uspostavi regulatorna tijela, a eventualno i vrhunsko regulatorno tijelo, jest pravodobna reakcija na zahtjeve u tom smislu.

Nedavno prividno razdvajanje ENDESA-e u Španjolskoj te uloga EON-a i ENEL-a u tome ilustriraju obilježja navedenih tendencija kao i pokušaje motivirane željom da se spriječi raspad nacionalnih šampiona. Nije vjerojatno da će udruživanje sudionika na tržištu za sada dovesti do poboljšane konkurencije.

Whether or not all three factors apply uniformly is as yet unclear. In many cases the stated reasons for acquisition have not been fully tested. What is clear, however, is that larger but fewer and increasingly multi-national utilities must increasingly dominate the marketplace. The EU's intention to set up regulators and perhaps a super regulator is a timely response to the demands.

The recent apparent disaggregation of ENDESA in Spain and EON's and ENEL's involvement in it have illustrated the above characteristics as well as the desire to attempt to prevent the break-up of a so-called national champion. It is unlikely that consolidation of the market participants will lead to improved competition at present.

Tablica 3 – Vodeće europske energetske tvrtke
Table 3 – Top European power companies

Tvrtka / Company	Zemlja / Country	Tržišni capital / Market cap (10 ⁹ EUR)
EDF	Francuska / France	88,9
EON	Njemačka / Germany	66,3
RWE	Njemačka / Germany	46,6
ENEL	Italija / Italy	46,5
IBERDROLA + SCOTTISH POWER	Španjolska / Spain	45,2
ENDESA	Španjolska / Spain	37,4
IBERDROLA	Španjolska / Spain	28,9
SCOTTISH & SOUTHERN ENERGY	Velika Britanija / UK	18,7
CENTRICA	Velika Britanija / UK	18,2
ENERGIAS DE PORTUGAL	Portugal / Portugal	13,0
UNION FENOSA	Španjolska / Spain	12,1

6.2 Nezrelost ETS-a

Slika 3 ilustrira neizvjesnost buduće cijene emisija ugljikovog dioksida i njihovu potencijalno nepredvidivu vrijednost kroz protok vremena. Ujedno pokazuje da je ta cijena preniska da bi mogla promijeniti poslovno ponašanje ili potaći ulaganja. Stoga se iz dosadašnjeg iskustva s ETS-om mogu uvjetno izvući sljedeći zaključci:

- sadašnja cijena emisija ugljikovog dioksida, čak u perspektivi iza 2012. godine, nedovoljna je da bi opravdala značajnija ulaganja proizvođača energije, vlasnika postrojenja koja emitiraju ugljikov dioksid, u smanjenje tih emisija,
- budući da se u okviru postojećeg programa trgovina emisijama planira samo za idućih pet godina, vlada neizvjesnost glede načina na koji će program funkcionirati, kao i visine cijene emisija ugljikovog dioksida nakon 2012. godine. S obzirom na dužinu razdoblja u kojem investitori moraju povratiti svoje troškove, rok se trenutačno čini prekratkim i stoga ograničavajućim faktorom.

6.3 Izazov obnovljivih izvora

EU je države članice stavila pred velik izazov da postignu značajna povećanja u prodoru obnovljivih izvora energije na tržište, postavivši za cilj 20 % na sveukupnu potrošnju energije do 2020. Uz kombinaciju subvencija koje deformiraju tržište, poglavito u obliku zajamčenih cijena i ekoloških certifikata, razvoj obnovljive proizvodnje električne energije ipak napreduje. Proizvodnja energije iz vjetra na kopnu mora se sada smatrati zreloom tehnologijom, uz sve veći pritisak da se nađu prikladne lokacije, posebice u naseljenim područjima, te uz mogućnost da budući projekti na kopnu više ne budu tako velikodušno subvencionirani kao prije.

6.2 ETS immaturity

Figure 3 illustrates the uncertainty of the price of carbon emissions in the future and the potentially erratic value with the passage of time. It also shows that the price is too low to change behaviour or stimulate investment. The following tentative conclusions may therefore be drawn from the experience of the ETS to date:

- the current price of carbon emissions, even looking forward to 2012, is insufficient to justify investment by power generators who own a carbon emitting plant to make significant investments to reduce their emissions,
- since trading is only considered over the next five years with the current scheme, there is uncertainty as to how the scheme will operate and what the price of carbon emissions is likely to be beyond 2012. Given the length of time over which investors must recover their costs, the horizon is currently seen as too short and therefore inhibiting.

6.3 The renewables challenge

The EU has laid down a significant challenge for Member States to achieve significant increases in the penetration of renewables, setting a target of 20 % on all energy consumption by 2020. By a combination of market-distorting subsidies, principally feed-in tariffs and green certificates, the development of renewable electricity generation is still advancing. Onshore wind generation must now be regarded as a mature technology with increasing pressure to find suitable sites, particularly in populated areas, and the possibility that future onshore developments will not be so generously subsidised as in the past.

Tehnologija proizvodnje energije iz vjetrova na moru još se uvijek percipira kao tehnički i pogonski u značajnoj mjeri riskantna.

Mogućnosti korištenja valova i plime odnosit će se samo na nekoliko europskih zemalja. Tehnološki, a time i troškovni aspekti tu se još nisu stabilizirali, a sveukupni doprinos postizanju cilja uvođenja obnovljivih izvora energije vjerojatno će biti skroman.

Predviđaju se visoke stope rasta u uvođenju solarne energije i energije dobivene iz biomase, no i ovdje u doglednoj budućnosti, njihov se doprinos čini ograničenim.

Tablica 4 daje najnovije indekse atraktivnosti obnovljive energije po zemljama koje objavljuje Ernst & Young za kvartal zaključno s 31. prosincem 2006. [11]. Tablica 4 također prikazuje kako su se rangiranja po zemljama mijenjala tijekom proteklih 12 mjeseci. Vidljivo je nekoliko značajnih promjena po zemljama, ali tijekom protekle godine u EU samo Grčka pokazuje značajno poboljšanje.

Offshore wind technology is still perceived as carrying significant technical and operational risks.

Wave and tidal opportunities will only apply to a few European countries. The technology and hence costs have not yet stabilised and the overall contribution to the renewables target is likely to be small.

High growth rates in the installation of both PV and biomass are predicted, but again their contribution to the total energy supply seems limited in the foreseeable future.

Table 4 shows the latest renewable energy country attractiveness indices published by Ernst & Young for the quarter ending with 31 December 2006 [11]. Table 4 also shows how country rankings have changed over the previous 12 months. A few significant changes in country attractiveness are apparent, but only Greece in the EU shows any significant improvement over the past year.

Tablica 4 – Indeks atraktivnosti svih obnovljivih izvora energije krajem 2006.
Table 4 – All renewables attractiveness index at end of 2006

Rangiranje / Ranking		Zemlja / Country	Svi obnovljivi izvori / All renewables	Vjetro-elektreane / Wind	Vjetro-elektreane na kopnu / Onshore Wind	Vjetro-elektreane na moru / Offshore Wind	Solarna energija / Solar	Biomasa / Ostalo / Biomass / Other	Infra-struktura / Infra-structure
2006	2005								
2	1	SAD / USA	72	73	79	58	75	64	76
1	2	Španjolska / Spain	63	63	70	48	71	57	74
5	2	Indija / India	63	64	74	41	61	50	65
4	4	Velika Britanija / UK	62	63	62	67	48	57	66
3	4	Njemačka / Germany	62	62	62	63	72	60	58
9	6	Kina / China	57	60	63	54	44	36	60
6	6	Italija / Italy	57	57	63	43	67	53	64
7	8	Francuska / France	56	56	58	52	58	53	55
7	8	Portugal / Portugal	56	57	62	45	62	49	63
13	8	Grčka / Greece	56	58	62	49	53	43	59
9	8	Kanada / Canada	56	59	64	47	41	41	63
12	12	Irska / Ireland	55	57	58	54	35	45	60
13	13	Švedska / Sweden	52	52	53	52	44	53	53
9	14	Nizozemska / Netherlands	50	51	49	55	45	39	49
16	14	Norveška / Norway	50	51	52	49	31	48	51
15	14	Australija / Australia	50	51	54	43	59	45	54
16	14	Danska / Denmark	50	51	47	59	44	46	61
18	18	Belgija / Belgium	49	51	49	55	36	36	53
19	19	Finska / Finland	38	37	37	36	27	50	39
20	20	Austrija / Austria	34	31	45	NA	48	48	49

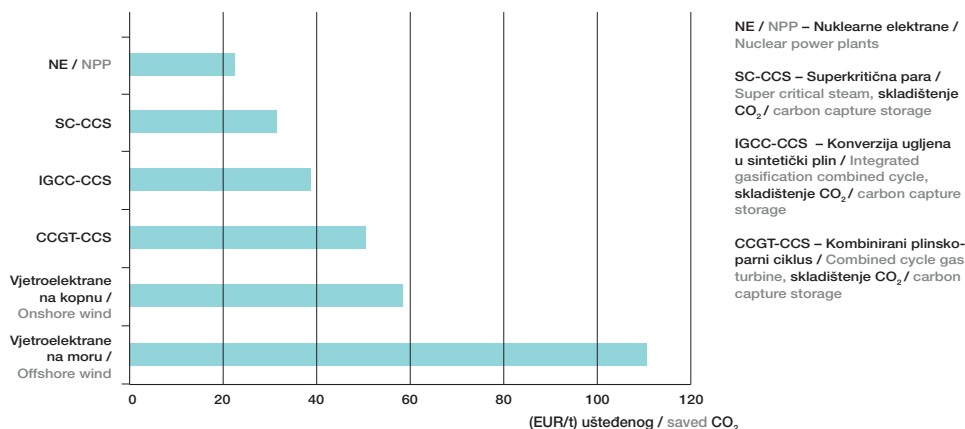
Glavni razlog potrebe usvajanja obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije jest njihov doprinos zaustavljanju ili smanjenju proizvodnje CO₂.

Međutim, slika 4 prikazuje trošak izbjegavanja, odnosno uštede proizvodnje 1 tona CO₂ proizvodnjom energije dobivene iz vjetra na moru i na kopnu. Trošak energije dobivene iz vjetra i na moru i na kopnu znatno je viši od troška korištenja nekih termičkih tehnologija, od kojih je najznačajnija nuklearna. U nuklearnoj proizvodnji trošak izbjegavanja proizvodnje 1 tona CO₂ možda iznosi svega 20 % troška vjetroelektrana na moru i 40 % troškova vjetroelektrana na kopnu. Valja istaći da bi sve ostale naznačene termičke tehnologije proizvodnje trebale uključivati spremišta za skladištenje ugljikovog dioksida, tehnologije koja se još nije potpuno dokazala.

The main reason advanced for the adoption of renewables in electricity generation is their contribution to the arresting or reducing of the production of CO₂.

Figure 4 shows, however, the cost of avoiding or saving the generation of 1 tonne of CO₂ from both onshore wind generation and offshore wind generation. Both are significantly higher than by using some thermal generation technologies the most notable of which is nuclear. With nuclear generation the cost of avoiding the production of 1 tonne of CO₂ is perhaps 20 % of that on offshore wind or 40 % of onshore wind. It should be noted that all the other thermal generation technologies indicated would need to include carbon capture storage, a technique not yet fully proven.

Slika 4
Trošak izbjegavanja emisija ugljikovog dioksida
Figure 4
Cost of avoiding carbon emissions



6.4 Izgradnja novih kapaciteta za proizvodnju električne energije i međusobno spajanje

Zadnjih 25 godina u Europi je izgrađeno veoma malo elektrana i svega nekoliko 400 kV vodova. Sigurnost opskrbe električnom energijom održavana je u tom razdoblju kroz poboljšanje energetske učinkovitosti u potrošnji i smanjenjem kapaciteta tradicionalnih energetske intenzivnih industrija diljem Europe. Poboljšanje energetske učinkovitosti, što je bitno obilježje europske energetske politike, može pripomoći smanjenju rasta potražnje za električnom energijom, no malo je procjena koje ukazuju na bilo kakvo smanjenje potražnje. Izgrađeni su značajni kapaciteti obnovljive i distribuirane termičke proizvodnje energije. Postignuta su, doduše skromna, smanjenja u maržama elektrana, koje bi u budućnosti mogle ugroziti izvore opskrbe.

6.4 Building new generation and interconnection capacity

Very little central generating plant and few 400 kV circuits have been built in Europe over the past 25 years. Secure supplies of electricity have been maintained over this period by improved user energy efficiency and a reduction in the capacity of traditional energy consuming industries throughout Europe. Energy efficiency improvements, a central feature of European energy policy, may help to reduce the rate of growth of demand for electricity, but few estimates show any reduction in demand. Significant amounts of renewable and distributed thermal generation have been installed. There have been some modest reductions in system plant margins which could threaten sources of supply in future.

Portfelj elektrana diljem Europe stari, i po nekim procjenama postotak onih za povlačenje iz pogona u idućih 10 godina iznosi 25 do 30 posto. Iako će izgradnja značajnih kapaciteta obnovljive energije pomoći u neutraliziranju tih okolnosti, neporecivo je da će se morati osigurati veliki novi kapaciteti za proizvodnju električne energije.

Ako se želi izbjeći prekomjerna ovisnost o plinu, to stavlja nuklearnu energiju i/ili energiju iz ugljena kao glavne tehnološke opcije. Stavovi pojedinih zemalja glede novih nuklearnih elektrana uvelike se razlikuju. U Francuskoj je u tijeku novi nuklearni program, dok u Njemačkoj, barem službeno, još uvijek vrijedi plan zatvaranja postojećih nuklearki, time što se podrazumijeva da više neće biti izgradnje novih. U Velikoj Britaniji pak stav javnosti prema nuklearkama, iako se donekle smekšava, još je uvjetovan s velikim preprekama glede troškova zatvaranja nuklearki i lociranjem skladišta radioaktivnog otpada.

Što se tiče novih elektrana na ugljen, već se izrađuju planovi za izgradnju novih superkričkih blokova više učinkovitosti.

Sve je veći pritisak da se razvije i prihvati skladištenje ugljikovog dioksida iz velikih termoelektrana na ugljen. Javna se sredstva stavljaju na raspolaganje za potrebne razvojne radove i za izvjestan broj pilot projekata s ciljem da se pokaže troškovna učinkovitost i pouzdanost tehnologije za koju se čini da je jedina alternativa nuklearnim elektranama za velike koncentrirane proizvodne kapacitete.

Stanovništvo Europe znatno je poraslo od zadnjeg velikog programa izgradnje ključnih elektrana i visokonaponskih dalekovoda. Sadašnje stanovništvo bolje je informirano o energetskej problematici te je organizirano neizbježno protivljenje izgradnji novih elektrana i dalekovoda. Stav javnosti pod utjecajem je činjenice da Europa i europske vlade preko četvrt stojeća nisu trebale tražiti suglasnost javnosti za velike nove projekte izgradnje ključnih elektrana, odnosno spojnih visokonaponskih dalekovoda.

Glede povećana broja međunarodnih spojnih vodova koje će tržište eventualno zahtijevati te pripadajućih pojačanja unutar pojedinih zemalja, do izražaja će doći isti problemi protivljenja javnosti, a stjecanje prava prikladnog prolaza dalekovoda i javna percepcija ovih kao opasnosti za zdravlje, ostat će značajne prepreke u doglednoj budućnosti.

The portfolio of generating plants throughout Europe is ageing and some estimates put the amount of generating plants to be retired over the next 10 years at between 25 and 30 percent. Whilst the building of significant amounts of renewable energy will help offset these requirements, it is undeniable that new major generating capacity will have to be provided.

If over-dependence on gas is to be avoided, this leaves nuclear energy and/or coal as the major technological options. Individual national attitudes towards new nuclear plants differ widely. In France a new nuclear programme is underway, whereas officially, at least in Germany, decommissioning of the existing nuclear plants with the implication of no new erection still exists. In Great Britain the public's attitude towards nuclear, whilst softening slightly, still faces major hurdles in regard to the cost of decommissioning and the location of the storage for radioactive waste.

With regard to new coal-fired plants, plans are already being developed to build new super-critical units with higher efficiency.

Pressure is mounting to develop and gain acceptance for carbon capture and storage from large coal burning plant. Public money is now being made available to carry out the necessary development work and to commission a number of pilot schemes to demonstrate the cost efficiency and reliability of a technique that seems to be the only alternative to nuclear for large concentrated capacities.

The population of Europe has risen significantly since the last major building programme for central generating plants and high-voltage transmission lines. This population is better informed about energy issues, and organised objection to the construction of new generating plants and transmission lines is unavoidable. The public's view is influenced by the fact that for over a quarter of a century the European governments have not needed to seek the public's approval or acceptance for significant new building of central generating plants or interconnected HV lines.

As regards the increased number of international interconnections which the market may require and the associated reinforcements within individual countries, the same issues of public objection will apply and the procurement of suitable wayleaves and perceived health risks associated with EHV lines will remain important obstacles for the foreseeable future.

7 ENERGETSKA POLITIKA U VELIKOJ BRITANIJU – POSEBAN SLUČAJ

Velika Britanija je daleko najliberalnije tržište energije u Europi, posebice kada je riječ o elektroopskrbi. Cijela elektroprivreda privatizirana je 1990./91. a kao rezultat restrukturiranja sustav 400/275 kV razdvojen je od proizvodnje, koja je pak i sama podijeljena među šest elektroenergetskih tvrtki od kojih svaka posjeduje vlastitu djelatnost maloprodajne opskrbe. Cjenovna konkurencija i borba za udio u tržištu intenzivne su.

Rezultat te liberalizacije je da su se svi proizvođači električne energije orijentalirali na tržišno uvjetovanu izgradnju samo novih elektrana na plin, što je potom dovelo do dvojbi glede sigurnosti opskrbe, budući da plin trenutačno pokriva 40 % proizvodnje električne energije kao i glavninu grijanja u kućanstvima i industriji. Nadalje, isporuke plina iz britanskog podmorja naglo su se smanjile u protekle dvije do tri godine i dalje će se smanjivati, što će dovesti do potrebe za uvozom značajnog dijela zemlji potrebnih količina plina i nafte.

Sadašnja vlada, u nastojanju da preuzme vodeću ulogu u pitanju klimatskih promjena, izrazito se zalaže za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora. Planiraju se razne izmjene obveznog subvencioniranja obnovljivih izvora energije u nastojanju da se razviju tehnologije drukčije od proizvodnje energije iz vjetra na kopnu.

Izgradnja novih nuklearki još je uvijek neizvjesna, a u svakom slučaju ne može zamijeniti predstojeće povlačenje starih nuklearki iz pogona, što će stvoriti energetske manjkove. U zajedništvu s drugim europskim državama trenutačno se pribavljaju sredstva za potporu razvoju čiste tehnologije ugljena.

Dio uspjeha Velike Britanije u razvijanju tržišta jamačno je objašnjiv njenom relativnom izoliranošću od ostatka Europe.

Sadašnja energetska politika britanske vlade temelji se na:

- promicanju energetske učinkovitosti,
- promicanju distribuirane proizvodnje električne energije, uključujući obnovljive izvore energije i lokalne projekte gdje je izvodivo korištenje toplinske energije,
- uspostavi okvira koji omogućava izgradnju novih nuklearnih elektrana u poslovnom okruženju,
- čišćenju fosilnih goriva putem skladištenja ugljikovog dioksida, te na stabiliziranju EU programa trgovanja emisijama, s time da cijena ugljikovog dioksida barem ohrabri investitore na ulaganje u tehnologije smanjenja ugljikovog dioksida.

7 ENERGY POLICY IN THE UK – A SPECIAL CASE

The UK represents by far the most liberalised energy market in Europe and in particular in electricity supply. The whole industry was privatised in 1990/91, and as a result of the restructuring the 400/275 kV grid was unbundled from the generation which itself was split up and divided between six generating companies, each with their own retail supply business. Competition in price and market share is intense.

The result of the liberalisation meant that all generators moved to the market default solution of building only new gas-fired generating plants, which has subsequently given rise to doubts about the security of supply as gas now comprises 40 % of electricity generation, as well as most of domestic and industrial heating. Furthermore, the supplies of gas from the UK continental shelf have diminished sharply over the last two or three years and will continue to do so, thus leading to the need to import a significant proportion of the country's gas and oil requirements.

The current government, in an effort to promote their leadership in regard to climate change, is heavily promoting renewable electricity generation. Various modifications are being planned to the renewable obligation subsidy in an effort to develop those technologies other than onshore wind.

New nuclear build is still uncertain and in any event cannot help with the forthcoming plant retirements which will leave the so called energy gap. In conjunction with other European nations, funds are now being provided to support the development of clean coal technology.

Part of the UK's success in market development is undoubtedly due to its relative isolation from the rest of Europe.

The government's current energy policy is based upon:

- promoting energy conservation and efficiency,
- promoting distributed energy generation, including renewables and local community projects, particularly where heat recovery is feasible,
- setting up a framework to allow the building of new nuclear plants in a commercial environment,
- cleaning up fossil fuels with carbon capture and storage, and making the EU emissions trading scheme more stable, with the price of carbon at least encouraging developers to invest in carbon-reduction techniques.

8 ENERGETSKA POLITIKA U HRVATSKOJ – POSEBAN SLUČAJ

Kroz dugo razdoblje Hrvatska je imala samo jednog dobavljača električne energije – HEP (Hrvatska elektroprivreda) poduzeće u državnom vlasništvu koje je obuhvaćalo proizvodnju električne energije, njen prijenos, distribuciju, trgovinu, opskrbu itd.

Od srpnja 2006. hrvatsko je tržište električne energije otvoreno, te svaki povlašteni kupac može izabrati vlastitog opskrbljivača električnom energijom. Povlašteni kupci trenutačno su svi poduzetnici. Nakon 1. srpnja 2008. svi kupci, uključujući kućanstva, moći će izabrati vlastitog dobavljača električne energije.

HEP je i dalje najveći dobavljač električne energije, ali prema novim zakonima i strategiji liberalizacije tržišta električne energije HEP se treba restrukturirati te će u dogledno vrijeme postati privatizirana tvrtka. Sukladno strategijama i mjerama za smanjenje emisija stakleničkih plinova u sektoru energetike, HEP je osnovao dvije tvrtke: HEP ESCO za projekte energetske učinkovitosti i HEP Obnovljivi izvori energije koji će objedinjavati i konsolidirati projekte obnovljive energije.

Hrvatska je podržala i pridružila se naporima svijeta da se suoči s problemom klimatskih promjena te je uvela mjere za smanjenje vlastitih emisija stakleničkih plinova. Priznato ključno područje za primjenu takvih mjera jest energetska sektor gdje su dvije stvari ocijenjene kao presudne – uvođenje i provedba mjera energetske učinkovitosti i povećanje udjela proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora.

Mjere energetske učinkovitosti već donose rezultate i uštede, dok na području obnovljive energije tek valja vidjeti i u budućnosti ocijeniti učinak novouvedenog sustava zajamčenih cijena.

8.1 Hrvatska i Protokol iz Kyota

Protokol iz Kyota je sporazum zaključen temeljem Okvirne konvencije Ujedinjenih naroda o klimatskim promjenama (UNFCCC). Zemlje koje potpišu ovaj protokol obvezuju se smanjiti svoje emisije ugljičnog dioksida i još pet drugih stakleničkih plinova, ili pak trgovati emisijama ukoliko održe ili povećaju svoje emisije tih plinova. Protokol iz Kyota sada obuhvaća preko 160 zemalja svijeta i preko 55 % globalnih emisija stakleničkih plinova. Od 21. travnja 2007. i Hrvatska je jedna od tih zemalja.

8 ENERGY POLICY IN CROATIA – A SPECIAL CASE

For a long time, Croatia has had only one electricity provider – HEP (Hrvatska elektroprivreda), the state-owned utility company that encompassed electricity production, transmission, distribution, trade, supply, etc.

As of July 2006, Croatian electricity market is open, and every eligible customer can choose its own electricity provider. Currently the eligible customers are all entrepreneurs. After 1 July 2008 all customers, including households, will be able to select their own electricity provider.

HEP is still the largest electricity provider, but under the new laws and strategy on electricity market liberalisation, HEP needed to restructure and in due time will become a privatised company. Following the strategies and measures for greenhouse gas emission reduction in energy sector, HEP has founded two companies: HEP ESCO as energy efficiency provider and HEP Renewable Energy Sources that will gather and consolidate renewable energy projects.

Croatia has recognised and joined the efforts of the world to address the climate change problem, and introduced measures for decreasing its own greenhouse gas emissions. The key area to apply such measures is the energy sector, where two fields have been defined as crucial – introducing and implementing energy efficiency measures and increasing the share of renewable electricity generation.

Energy efficiency measures already bring results and savings, and in the renewable energy field, the effect of newly introduced feed-in tariff system is still to be seen and assessed in the future.

8.1 Croatia and the Kyoto Protocol

The Kyoto Protocol is an agreement made under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Countries that ratify this Protocol undertake to reduce their emissions of carbon dioxide and five other greenhouse gases, or engage in emissions trading if they maintain or increase the emissions of these gases. The Kyoto Protocol now covers more than 160 countries globally and over 55 % of global greenhouse gas emissions. From 21 April 2007, Croatia is also one of those countries.

Croatia signed the Kyoto Protocol in 1999, committing itself to reduce greenhouse gas emissions by 5 % compared with the base year 1990, where the

Hrvatska je potpisala Protokol iz Kyota još 1999., čime se obvezala smanjiti emisije stakleničkih plinova za 5 % u odnosu na polaznu godinu 1990. za koju je količina emisije bila postavljena na ekvivalent od 31,7 Mt CO₂. Međutim, ratifikacija je uslijedila osam godina kasnije – u travnju 2007. [12] iz glavnog razloga što su 1990. prevladavale posebne okolnosti koje je valjalo uzeti u obzir, i to: i) rat u Hrvatskoj koji je započeo 1990. i doveo do sloma industrije, te ii) Hrvatska je bila suvlasnik elektrana u BiH i Srbiji koje su se koristile za vlastite potrebe tih zemalja, a da nisu bile uzete u obzir u kalkulaciji polazne godine Protokola iz Kyota. Hrvatska je inzistirala da se te dvije okolnosti uzmu u obzir i naposljetku joj je odobreno povećanje ekvivalenta od 3,5 Mt CO₂ koji se dodao polaznoj godini.

Računajući ukupne emisije po stanovniku, Hrvatska ima jednu od najnižih stopa emisije u tranzicijskim zemljama – 6,6 tona po stanovniku, u usporedbi s 13,7 tona po stanovniku u drugim tranzicijskim zemljama.

Ključno područje na kojem će se primijeniti smanjenje emisija jest energetska sektor gdje se planira provedba dviju mjera – uvođenje mjera energetske učinkovitosti i povećanje uporabe obnovljivih izvora energije.

8.2 Energetska učinkovitost u Hrvatskoj

Projekt energetske učinkovitosti u Hrvatskoj pokrenula je Svjetska banka (IBRD) i Global Environment Facility (GEF) u suradnji s Hrvatskom elektroprivredom d.d. i Hrvatskom bankom za obnovu i razvoj (HBOR). U tu svrhu Hrvatska elektroprivreda d.d. i/ili HEP ESCO dobila je zajam od Svjetske banke u iznosu od 4,4 milijuna eura i donaciju GEF-a od 5 milijuna USD. Ukupna vrijednost projekta uz sudjelovanje domaćih banaka procjenjuje se na 40 milijuna USD kroz šestogodišnje razdoblje [13].

Nacionalni karakter Projekta energetske učinkovitosti snažno podupire hrvatsko zakonodavstvo kroz odredbe Zakona o energiji (posebice njegova odjeljka pod naslovom Energetska učinkovitost i obnovljivi izvori energije). Strategija razvoja energetike u RH ima za cilj poboljšati energetska učinkovitost kroz nacionalne programe energetske učinkovitosti odobrene od Vlade i pomoću Fonda za zaštitu okoliša i energetska učinkovitost. Fond je osnovan radi osiguranja dodatnih sredstava za projekte, programe i slične aktivnosti na području energetske učinkovitosti i održivog korištenja, zaštite i poboljšanja okoliša.

emission quantity was set at 31,7 Mt CO₂-equivalent. However, the ratification came eight years later – in April 2007 [12]. The key reason for that is that some extraordinary circumstances prevailing back in 1990 should have been taken into account: i) war in Croatia, that had started in 1990, causing the collapse of the industry, as well as ii) Croatia being the owner of power plants in Bosnia and Serbia, which were used for their own supply, but were not accounted in the Kyoto Protocol base year calculation. Croatia insisted on taking these two circumstances into account, and finally was granted an increase of 3,5 Mt CO₂-equivalent added to the base year.

Calculating the total emissions per inhabitant, Croatia has one of the lowest emission rates in the transition countries – 6,6 tons per inhabitant, compared with 13,7 tons per inhabitant in other transition countries.

The key area scheduled for emission reduction is the energy sector where there are two measures planned for implementation – the introduction of energy efficiency measures and an increase in the use of renewable energy sources.

8.2 Energy efficiency in Croatia

The Energy Efficiency Project in Croatia was initiated by the World Bank (IBRD) and Global Environment Facility (GEF) in collaboration with the Hrvatska Elektroprivreda d.d. and Croatian Reconstruction and Development Bank (HBOR). For this purpose Hrvatska Elektroprivreda d.d. and/or HEP ESCO obtained a loan by the World Bank in the amount of 4.4 million euros and a GEF grant in the amount of USD 5 million. The total value of the Project, with participation of domestic banks, is estimated at USD 40 million over a six-year period [13].

The national character of the Energy Efficiency Project is stipulated by Croatian legislation through the provisions of the Energy Act (particularly the section entitled Energy efficiency and renewable energy sources). Croatian Energy Development Strategy is aimed at improving energy efficiency through government-approved national energy efficiency programs and by the Environmental Protection and Energy Efficiency Fund. The Fund was established to secure additional funding for projects, programmes and similar activities in the fields of energy conservation and sustainable use, protection and improvement of the environment.

The Energy Efficiency Project contributes to achieving the objectives set out in Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council on energy end-use efficiency and energy

Projekt energetske učinkovitosti pridonosi postizanju ciljeva utvrđenih u Direktivi 2006/32/EC Europskog parlamenta i Vijeća o učinkovitom korištenju energije i energetskim uslugama. Cilj je Direktive uštedjeti 9 % energije u devetoj godini primjene energetske usluga i drugih mjera za poboljšanje energetske učinkovitosti.

Zaštita okoliša jedan je od glavnih ciljeva Projekta energetske učinkovitosti u Hrvatskoj. Projekti ESCO izravno pridonose zaštiti okoliša i potiču održivi razvoj time što smanjuju potrebe za proizvodnjom energije i tako smanjuju količinu emisije zagađivača i otpada. Ovisno o vrsti projekta, smanjuju se i druge vrste zagađivanja poput svjetlosnog zagađivanja od javne rasvjete. Na globalnoj razini, smanjuju se emisije CO₂, dok se lokalno smanjuju ispuštanja SO₂, NO_x i čestica u zrak te ispuštanja zagađivača u vodu i tlo.

8.3 Obnovljivi izvori energije u Hrvatskoj

Trenutačno je Hrvatska jedna od zemalja s najvišim postotkom proizvodnje energije iz obnovljivih izvora. 35 do 40 posto godišnje potrošnje električne energije dolazi od velikih hidroelektrana. Međutim, prodor novih obnovljivih izvora (vjetar, male hidroelektrane ispod 10 MW, energija dobivena iz biomase, geotermalna energija, solarna energija i dr.) još je uvijek slab – postoje samo dvije vjetroelektrane (snage 6 MW i 11 MW) te nekoliko malih hidroelektrana i elektrana na otpad.

Stanje je takvo uglavnom zbog nedostatne potpore proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora. Od 1. srpnja 2007. i ovaj će se problem početi rješavati jer je stupio na snagu novi paket podzakonskih akata kojima će se uvesti sustav zajamčenih cijena za električnu energiju proizvedenu iz novih obnovljivih izvora energije. Kvalificirani proizvođači moći će dobivati zajamčene cijene za svaki kilovatsat proizvedene električne energije iz novih obnovljivih izvora energije kroz razdoblje od 12 godina od dana kada postanu povlašteni proizvođači [14].

Sredstva za pokriće te zajamčene cijene ubirat će se od svih potrošača električne energije, time što će plaćati izvjestan iznos za svaki utrošeni kWh za potporu proizvodnji obnovljive električne energije.

Jednim od podzakonskih akata također se uvodi obvezna kvota električne energije proizvedene iz novih obnovljivih izvora energije u 2010. godini kao udjela ukupne potrošnje električne energije u toj godini, te se utvrđuje na 5,8 %. Nakon ispunjenja kvote od 5,8 % sljedeći proizvođači neće više moći koristiti zajamčenu cijenu.

services. The aim of the Directive is to save 9 % of energy in the ninth year of application of energy services and other measures for energy efficiency improvement.

Environmental protection is one of the main objectives of the Energy Efficiency Project in Croatia. ESCO projects contribute directly to environmental protection and promote sustainable development by reducing energy production requirements and thereby lowering pollutant emissions and waste quantity. Depending on project type, other types of pollution are reduced such as light pollution from public lighting. On the global level, CO₂ emissions are reduced, whereas locally there is a reduction in the air emissions of SO₂, NO_x and particles as well as the release of pollutants into water and soil.

8.3 Renewable Energy Sources in Croatia

Croatia is currently one of the countries with the highest percentage of energy production from renewable sources. 35 % to 40 % of annual electricity consumption comes from large hydroelectric power plants. However, the penetration of new renewable energy sources (wind, small hydro below 10 MW, biomass, geothermal, solar, etc.) is still quite weak – there are only two wind power plants (6 MW and 11 MW of electric power) and a few small hydro and waste power plants.

This situation is mainly due to the lack of support to renewable electricity generation. From 1 July 2007, this problem will also be addressed, as a new set of bylaws came into effect introducing the feed-in tariff system for electricity generated from new renewable energy sources. Eligible producers will be able to receive a guaranteed price for every kWh of generated electricity from new renewable energy sources during 12 years from the day of becoming an eligible producer [14].

Resources for covering the tariff will be collected from all electricity consumers, as they will pay a certain amount for each kWh spent toward renewable electricity.

One of the bylaws also brings the mandatory quota of electricity produced from new renewable energy sources in 2010 as the share of total electricity consumption in that year, and it is set at 5,8 %. After fulfilling the 5,8 % quota, further producers will not be able to receive the feed-in tariff.

9 EUROPSKI PRIJENOSNI SUSTAV SPOSOBAN ZA ISPUNJENJE SVRHE

Kako je ranije spomenuto, postoji znatna visokonaponska međupovezanost između susjednih zemalja Europe. Ta međupovezanost ograničene je prijenosne moći, a zasad prekograničnoj trgovini električnom energijom nimalo ne pogoduje način i metoda rada, mjerenja i kontrole.

Nadalje, 4. studenoga 2006. operativni kvar u sustavu u sjevernoj Njemačkoj razbio je europski prijenosni sustav u tri odvojene mreže uz manjak energije. Tablica 5 pokazuje što se dogodilo.

9 A EUROPEAN GRID, FIT FOR PURPOSE

As mentioned earlier, high-voltage interconnection is widespread between contiguous countries in Europe. However, the interconnections have a limited capacity and the design and method of operation, metering and control all militate against the cross-border trading of electricity at the present time.

Furthermore, on 4 November 2006 a system operational error in northern Germany split the European grid system into three separate networks with power imbalances. Table 5 indicates what happened.

Tablica 5 – Ispad u europskom elektroenergetskom sustavu 4. studenog 2006.
Table 5 – European system disturbance on 4 November 2006

Opis događaja / Event	Što se dogodilo / What happened
22:10 Sustav se raspao na 3 zasebne mreže uz manjak energije / System split into 3 separate networks with power imbalances	Priključak Španjolska – Maroko također je isključen / Spain – Morocco interconnection also tripped
U području 1 opterećenje je isključeno zbog mjera obrane od niske frekvencije / In Area 1 load tripped due to low frequency defence measures	Mnoge vjetroelektrane i kogeneracijske jedinice su isključene zbog niske frekvencije / Many wind and CHP generating units tripped because of low frequency
U području 2 mnoge su vjetroelektrane prebačene na otočni rad / In Area 2 many wind generating units tripped on islanding	Bez isključivanja opterećenja / No load tripped
U području 3 jedna je proizvodna jedinica prebačena na otočni rad / In Area 3 one generation unit tripped on islanding	Bez isključivanja opterećenja / No load tripped
Gubitak opterećenja / Loss of load	17 600 MW potražnje (uključivo 1 600 MW opterećenja pumpanja) je izgubljeno djelovanjem niskofrekventnih releja / 17 600 MW demand (including 1600 MW pumping load) lost on LF relays.

Proanalizirani su bitni uzroci i kritični faktori što su došli do izražaja tijekom tog ispada. Kriteriji planiranja nisu bili jedinstveno primijenjeni, velik dio izgubljene proizvodnje potjecao je od vjetra i kogeneracije i, što je možda najgore, među operatorima prijenosnog sustava nije postojala dovoljna koordinacija.

Preporuke skupine koja je proučavala spomenuti ispad su sljedeće:

- kratkoročno (do tri godine):
 - izmjene i dopune Pogonskih uputstava UCTE-a,
 - izmjene i dopune nacionalnih pogonskih uputstava,
 - izmjene i dopune pravila pogonske sigurnosti,
 - provedba Direktive o sigurnosti opskrbe – OPS-i trebaju uskladiti planove ponovne uspostave sustava u hitnim slučajevima,

The root causes and critical factors arising during the failure have now been analysed. Planning criteria were not uniformly applied, much of the generation lost came from distributed wind and CHP, and possibly worst of all, inter-TSO co-ordination was inadequate.

The recommendations of the group studying the failure are:

- short term action (up to 3 years):
 - amendments to the UCTE Operational Handbook,
 - amendments to the national operational handbooks,
 - amendments to operational security rules,
 - implementation of Security of Supply Directive – TSOs to harmonise emergency restoration plans,

- srednjoročno (preko tri godine):
 - donošenje regulative za europski prijenosni sustav,
 - donošenje smjernica za priključenje distribuirane proizvodnje električne energije,
 - pravila priključenja za distribuiranu proizvodnju električne energije (dio Europskih mrežnih pravila).

Ovdje se opisuje spomenuti ozbiljan incident s ciljem ilustriranja velike nekoordiniranosti značajnog dijela europskog integriranog elektroenergetskog sustava.

Neposredno nakon spomenutog događaja, ne sumnjivo tek kao koincidencija, Europska komisija donijela je dokument pod naslovom Plan strateških istraživanja za buduće europske elektroenergetske mreže [15]. U ovom se dokumentu ističe da će kroz idućih 30 godina države članice EU trebati investirati 400 milijardi eura u prijenosne i distribucijske mreže. Mnogo od tih sredstava bit će potrebno kako bi se omogućilo ostvarenje ciljeva navedenih u poglavlju 3 ovog članka i kako bi se osiguralo da se ne ponove incidenti poput onoga koji se dogodio 4. studenoga 2006. EU je spremna financirati istraživanje, razvoj, upravne poslove i mjere za uspostavu tzv. inteligentnog sustava u okviru spomenutog Plana. Ovo je sadržano u sljedećoj formulaciji plana:

- Istražiti, razvijati i demonstrirati kako da se povećava učinkovitost, sigurnost, pouzdanost i kvaliteta europskih elektroenergetskih i plinskih sustava i mreža, osobito u kontekstu povezanijeg europskog energetskeg tržišta, primjerice tako da se postojeće elektroenergetske mreže preobrazu u interaktivnu uslužnu mrežu (potrošači/operatori), da se razvijaju mogućnosti pohrane energije i uklone prepreke široko rasprostranjenom uvođenju i učinkovitom integriranju distribuiranih i obnovljivih izvora energije.

Da bi se ostvarila ova vizija, potrebno je učiniti sljedeće:

- utvrditi i postići konsenzus djelatnosti o ključnim izazovima istraživanja, razvoja i demonstracije rješenja,
- uspostaviti razinu suradnje između akademskih ustanova, proizvođača, operatora mreže i njihovih kupaca diljem Europe, potrebnu za optimalno suočavanje s izazovima,
- postići zajedničko gledište o razvojnom putu za europske mreže te izraditi plan istraživanja i razvoja kao putokaza za projekt u cjelini,
- postaviti zahtjevne, ali ostvarive ciljeve za pružanje stvarnih rješenja za široku primjenu. U tim će se rješenjima koristiti postojeća tehnologija u novim primjenama, te ujedno razvijati nova postrojenja i oprema radi ispunjavanja utvrđenih manjkova, kao i otvarati nove mogućnosti za Europu i šire.

- medium term action (over 3 years):
 - legislation for European Grid,
 - guidelines for connection of distributed generation,
 - connection rules for distributed generation (part of European Grid Code).

This serious incident is described here to illustrate the largely uncoordinated nature of much of the Europe's interconnected system.

Shortly after the event but no doubt only coincidentally, the European Commission produced their Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future [15]. This document indicates that the EU Member States will need to invest some 400 billion euros in transmission and distribution networks over the next 30 years. Much of this will be required to facilitate the objectives set out in Section 3 of this paper and to ensure that incidents of the type that occurred on 4 November 2006 do not happen again. The EU is prepared to fund research, development, administration and deployment against the so-called smart grid's Strategic Research Agenda. This is encapsulated in the following vision statement:

- Research, develop and demonstrate how to increase the efficiency, safety, reliability and quality of the European electricity and gas systems and networks, notably within the context of a more integrated European energy market, e.g., by transforming the current electricity grids into an interactive (customers/operators) service network, developing energy storage options and removing obstacles to the large-scale deployment and effective integration of distributed and renewable energy sources.

To attain this vision the following must be done:

- identify and reach industry consensus on the key research, development and demonstration challenges,
- establish a level of co-operation and collaboration between academia, manufacturers, network companies and their customers across Europe to meet the challenges in the most effective ways,
- achieve a consensus view on the development path for Europe's networks and create an R&D agenda as a roadmap for the overall project,
- set challenging but achievable targets to deliver real solutions for widespread implementation. These will utilise existing technology in new applications and also develop new plants and equipment to fill identified gaps and create new opportunities for Europe and beyond.

10 ZAKLJUČAK

U ovom članku riječ je o sadašnjim nedostacima funkcioniranja tržišta unutar EU. Opisani su planovi EU za rješavanje pitanja sigurnosti opskrbe i zaštite okoliša i dan je kratak osvrt na koncept konkurentskog tržišta diljem EU.

Nitko ne može predvidjeti u kojem će se opsegu razvijati konkurentsko tržište, bilo u pojedinim zemljama ili prekogranično, ili hoće li biti specifičnih, neponovljivih regionalnih značajki. Možda EU tek pokušava postaviti okvirnu politiku unutar koje se tržište može razvijati, ali bez jamstva da će se to i dogoditi. Svaka politika mora barem identificirati očite prepreke na putu razvoja.

Konkurentska tržišta, bez obzira o kojoj je robri riječ, razvijaju se samo onda kada dva ili više gospodarskih subjekata vide mogućnost da poboljšaju svoj položaj na tržištu i da ostvare dobit bez pretjerana rizika, uz jasne propise koji štite i njihove interese i interese njihovih kupaca. Operatori na tim tržištima pametno uočavaju gdje im leže mogućnosti i koje su mjere potrebne kako bi se one iskoristile. Obratno, nitko neće ući u neko tržište suočen s netransparentnim propisima i ukoliko se postojeća dominacija na tržištu i drugi rizici doživljavaju kao prekomjerni.

Pokušaji uvođenja stvarnog i transparentno konkurentskog tržišta električne energije u Europi nisu bili djelotvorni zadnjih desetak godina, no sada se ulažu novi napor. Usprkos opisanim preprekama oni bi mogli uspjeti na načine koje još ne možemo predvidjeti, no jedino ako budu prihvatljivi uvjeti za one koji se odluče upustiti u tržišnu utakmicu.

Te prepreke nastaju najviše zbog tržišne koncentracije i nedjelotvorne regulative, zbog mehanizama Europskog programa trgovine emisijama te dvojbi oko toga može li se odgovarajućim tempom izgraditi dovoljno novih elektrana i prijenosnih spojnih vodova. Svi se ti problemi moraju riješiti ako se želi razviti učinkovito konkurentsko tržište.

U članku se opisuju konkretne značajke elektroprivrede u jugoistočnoj Europi i specifični trendovi u Hrvatskoj gdje se naglasak stavlja na poboljšanje energetske učinkovitosti i na jače poticanje uporabe obnovljivih izvora energije.

Ne čini se vjerojatnim da će povećana regulativa i razdvajanje energetske tvrtki biti dovoljni za poticanje jedinstvenog tržišta kakvom se nada Komisija EU.

Budućnost neće biti ista kao prošlost ili sadašnjost, niti prepreke na putu razvoja jedinstvenog tržišta

10 CONCLUSION

This paper has described the current market malfunctioning within the EU. It has described the EU's plans to deal with the security of supply and protection of the environment, and touched on the concept of a system-wide competitive market.

No one can tell to what extent the competitive market will develop either in individual countries or across the borders, or whether there will be regional characteristics not replicated elsewhere. Perhaps the EU is attempting only to set a framework policy within which a market may develop, but without any guarantee of its happening. Any policy must at least identify obvious barriers to development.

Competitive markets in any commodity only develop when two or more entities see an opportunity to improve their market position and to make profit without undue risk, provided that there are clear regulations that safeguard both their interests and those of their customers. Those who operate these markets are ingenious in detecting where the opportunities lie and the steps necessary for their exploitation. Conversely, none will enter a market if they face awkward regulations and if the existing domination of that market and other risks are perceived as excessive.

The attempts to introduce a real and transparently competitive market in electricity in Europe have been ineffective over the past 10 years but renewed efforts are now being made. Despite the obstacles described they may yet succeed in ways we cannot yet foresee, but only if the conditions are right for those choosing to compete.

These obstacles arise principally from market concentration and inefficient regulation, the mechanisms of the European emissions trading scheme and doubts whether enough new generation plants and transmission interconnections can be built at the appropriate rate. All these problems must be solved if a competitive effective market is to develop.

The paper describes the particular characteristics of the energy supply industry in south-eastern Europe and the specific developments in Croatia where emphasis lies on improvements in energy efficiency and enhanced promotion of renewable sources of energy.

It seems unlikely that the setting-up of more regulation and the unbundling of energy companies will suffice to create the single market hoped for by the EU Commission.

izložene u poglavlju 6. To nisu kratkoročna pitanja. Nitko ne može biti siguran kakav će utjecaj ta pitanja i ona koja će tek iskrsnuti imati na buduće uvjete opskrbe električnom energijom u Europi. Pa ipak, sigurnost opskrbe, utjecaj na okoliš i isplativost jednog od malobrojnih proizvoda na kojima počiva suvremena civilizacija bit će u žiži svake politike i njezine primjene.

The future will not be like the past or the present, and impediments to the development of a single internal market are set out in Section 6. These are not short-term issues. No one can be certain what impact these issues and those yet to emerge will have on the future nature of electricity supply in Europe. Nevertheless, the security of supply, the impact on the environment and the affordability of one of the few products that assures modern living standards will be at the heart of any policy and its application.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] Enquiry into Energy Issues for Scotland, The Royal Society of Edinburgh, 2006
- [2] European Union Directive, Common Rules for the Internal Market in Electricity, 1996/92/EC
- [3] Statistical Office of the European Communities, DG for Energy and Transport, 2005
- [4] European Union Council Report, Energy Policy for Europe, February 2007
- [5] European Commission, Report on Progress for Creating the Internal Gas and Electricity Market, COM (2005) 568
- [6] European Commission, Energy Policy for Europe, COM (2007) 1 final
- [7] European Commission, Priority Interconnection Plan, COM (2006) 864
- [8] European Union Directive, Measures to Safeguard Security of Natural Gas Supply, 2004/67/EC
- [9] European Commission, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, COM (2006) 545
- [10] Memorandum of Understanding on the Regional Electricity Market for South East Europe and its Integration into the European Union Electricity Market, The Athens Memorandum, 2002
- [11] Ernst & Young, Renewables Attractiveness Indices for end 2006
- [12] Croatian Act on the Ratification of the Kyoto Protocol under the UN Framework Convention on Climate Change, Official Gazette – International Treaty Series, 5/2007
- [13] <http://www.hep.hr/esco>
- [14] Croatian regulations in the area of renewable energy sources and cogeneration:
 - a) Regulation on Minimal Share of Electric Energy Generated from Renewable Energy Sources and Cogeneration which are Subsidised, Official Gazette, 33/2007
 - b) Regulation on Fees for Subsidised Generation of Electric Energy from Renewable Energy Sources and Cogeneration, Official Gazette, 33/2007
 - c) Tariff System Applied to Generation of Electric Energy from Renewable Energy Sources and Cogeneration, Official Gazette, 33/2007
- [15] European Commission, Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future, 2007-05-22

Uredništvo primilo rukopis:
2007-06-15

Manuscript received on:
2007-06-15

Prihvaćeno:
2007-06-25

Accepted on:
2007-06-25

ENERGETSKI SEKTOR CRNE GORE – STANJE I PERSPEKTIVE THE CURRENT SITUATION AND FUTURE POTENTIAL OF THE MONTENEGRIN ENERGY SECTOR

Doc. dr. sc. Mladen Zeljko, Energetski institut Hrvoje Požar,
Savska cesta 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

Miodrag Čanović, dipl. ing., Ministarstvo za ekonomski razvoj Crne Gore,
pomoćnik ministra za energetiku,
Rimski trg 46, 81000 Podgorica, Crna Gora

U članku se daje sažeti pregled energetskog sektora Crne Gore, razvoj u prošlosti, sadašnje stanje i mogući prostor događanja u budućnosti. Predstavljeni pregled je svojim najvećim dijelom zasnovan na projektu Stručne osnove strategije razvoja energetike Republike Crne Gore do 2025. godine, koji je rezultat zajedničkog rada stručnjaka iz Energetskog instituta Hrvoje Požar (Zagreb) i IREET instituta (Ljubljana). Projekt je započet krajem 2005. godine, a završen je sredinom 2006. godine. Naručen je i izrađen s ciljem da posluži kao osnova za izradu energetske strategije Crne Gore.

Uvažavajući činjenicu da je udjel električne energije u potrošnji finalnih oblika energije vrlo značajan, odnosno da je važnost elektroenergetike za gospodarski, a i svekoliki razvoj Crne Gore ključna, opis budućeg razvoja energetskog sektora je primarno fokusiran na elektroenergetski sektor. Sektor ugljena je razmatran samo u onoj mjeri u kojoj je ugljen u funkciji elektroenergetskog sektora.

The article provides an overview of the past development, current situation and future potential of the energy sector of Montenegro. This overview is primarily based upon a project entitled Basis for the Energy Development Strategy of the Republic of Montenegro till 2025, which is the result of a joint project by the Energy Institute Hrvoje Požar, Zagreb, Croatia, and the IREET Institute, Ljubljana, Slovenia. The project began in late 2005 and ended in mid 2006. It was commissioned and implemented with the goal of providing a foundation for the development of the energy strategy for Montenegro.

Since the percentage of electrical energy in the consumption of the final forms of energy is highly significant, i.e. the importance of electrical energy for the economic and overall development of Montenegro is crucial, the description of the future development of the energy sector is primarily focused upon the electrical energy sector. The coal sector is considered only to the extent that domestic coal serves as a potential energy base for the production of electrical energy.

Ključne riječi: električna energija, energetski sektor, investicije,
izgradnja elektrana, privatizacija

Key words: construction of electrical power plants, electrical energy,
energy sector, investments, privatization



1 UVOD

Energetski sektor Crne Gore je specifičan u odnosu na nekoliko aspekata. Kao prvo, Crna Gora je brojem stanovnika i površinom, relativno mala zemlja. Ukupna energetska potrošnja, a i potrošnja pojedinih energenata je također mala. S te strane je energetska potrošnja znatno osjetljivija na neke poremećaje, bilo u samoj Crnoj Gori, bilo u okruženju. Kao što će se vidjeti kasnije, uvoz energije je u 2004. godini bio 31 % od ukupnih potreba.

S druge strane, udjel električne energije u potrošnji finalne energije je prilično visok i u 2004. godini je iznosio oko 45 %. Elektroenergetski sektor je u proizvodnom dijelu vrlo ranjiv. Jedan od glavnih razloga je dominantan udjel hidroelektrana pa sušna hidrologija predstavlja vrlo velik problem. Drugi razlog je da postoje svega tri velike elektrane (dvije hidroelektrane i jedna termoelektrana ložena ugljenom). Ispadom iz pogona samo jedne elektrane nastaju velike poteškoće u elektroenergetskom sustavu (EES-u) u smislu sigurnosti opskrbe.

Sljedeća specifičnost EES-a Crne Gore su veliki (direktni) potrošači. Potrošnja samo jednog od njih (Kombinat aluminijska Podgorica – KAP) je veća nego ukupna neto potrošnja na distribucijskoj mreži.

Kao i ostale republike bivše Jugoslavije, tako je i Crna Gora skrbrila za svoju energetiku, dakako u okolnostima i okvirima kako je to u to vrijeme bilo moguće. Nakon raspada bivše države Crna Gora je, u državnoj zajednici sa Srbijom, i dalje samostalno planirala svoj energetska sektor.

Nakon opredjeljenja za samostalnost i konačnog proglašenja samostalne države (2006. godine) ta potreba, a i nužnost za organizacijom, planiranjem i izgradnjom vlastitog energetska sektora je još izraženija. Pri tome se mora voditi računa o povezanosti i međusobnim utjecajima energetska sektora Crne Gore s energetskim sektorima zemalja okruženja. Uz to, postoji i jedan već definirani, relativno čvrsti međunarodni okvir koji je uspostavljen potpisivanjem Povelje o energetska zajednici. Potpisivanjem spomenutog dokumenta države regije obvezale su se na usvajanje i primjenu pravne regulative EU iz područja energetike, zaštite okoliša te tržišnog nadmetanja. Drugim riječima, države regije obvezale su se na provođenje procesa koji će omogućiti stvaranje usklađenih nacionalnih tržišta energije, međusobno povezivanje sustava i tržišta te stvaranje mogućnosti trgovine energijom, podizanje razine zaštite okoliša u skladu s jednakim standardima

1 INTRODUCTION

The energy sector of Montenegro is specific in several aspects. First, Montenegro is a relatively small country in terms of area and the number of inhabitants. Total energy consumption and the consumption of individual energy sources is low. From this aspect, the energy sector could be significantly affected by certain disturbances in Montenegro or the surrounding countries. As will be seen later, imported energy covered 31 % of the total energy needs in the year 2004.

On the other side, the percentage of electrical energy in the final energy requirements was also fairly high in the year 2004, when it amounted to approximately 45 %. The electrical energy sector is highly vulnerable regarding production. One of the main reasons is the predominant share of hydroelectric power plants, so that drought hydrology represents a very great problem. A second reason is that there are only three large power plants (two hydroelectric power plants and one coal-burning thermoelectric power plant). When only one power plant is not operating, great difficulties occur in the electrical energy system (EES) regarding supply.

The next specific quality of the EES of Montenegro is that it has large direct consumers. The consumption of only one of them (the Aluminum Plant of Podgorica – KAP) is greater than the total net consumption on the distribution network.

In the former Federal Republic of Yugoslavia, Montenegro obtained its energy supply in the same manner as the other republics, under the circumstances and within frameworks that were possible at the time. Following the disintegration of the former state, Montenegro, as a state united with Serbia, continued to plan its energy supply sector independently.

After Montenegro decided upon independence and declared itself to be an independent state in 2006, the need to organize, plan and construct its own energy sector became even more apparent. Furthermore, it was necessary to take the connections and mutual influences of the energy sector of Montenegro and the energy sectors of the surrounding countries into consideration. Moreover, there is also an already defined, relatively firm international framework that was established with the signing of the Energy Community Treaty. By signing this document, the states of the region assumed the obligation to adopt and implement the legal regulations of the EU in the areas of energy, environmental protection and market competition. In other words, the states of the region pledged that they would implement the process that will facilitate the creation of coordinated national energy markets, the

za sve države, poticanje razvoja obnovljivih izvora energije, uklanjanje barijera za slobodno tržišno natjecanje i međusobnu pomoć u slučajevima poremećene opskrbe energijom.

Kronološki redoslijed važnih događaja za energetski sektor:

- Zakon o energetici prihvaćen u lipnju 2003. godine [1],
- formirana Energetska regulatorna agencija u siječnju 2004. godine,
- dokument Energetska politika usvojen u veljači 2005. godine [2],
- Strategija o energetske učinkovitosti usvojena u listopadu 2005. godine,
- Strategija razvoja malih hidroelektrana u Crnoj Gori usvojena u travnju 2006. godine,
- Ugovor o energetske zajednici potpisan u listopadu 2006. godine,
- Kyoto protokol ratificiran u ožujku 2007. godine,
- Analiza potencijala obnovljivih izvora (vjetar, sunce, biomasa), završena u travnju 2007. godine,
- u tijeku je pravno razdvajanje funkcionalnih cjelina Elektroprivrede Crne Gore (EPCG).

Ključni dokument koji će identificirati mogućnosti ulaganja u energetski sektor je Energetska strategija koja je u završnoj fazi. Izrada podloga je započela krajem 2005. i završena je u 2006. godini. Nacrt strategije je već izrađen, a završetak se očekuje sredinom 2007. godine.

Jedan od najvažnijih dokumenata koji je Vlada Republike Crne Gore pripremila i usvojila 2005. godine, a koji se tiče energetskog sektora, je Energetska politika Republike Crne Gore [2]. Taj dokument iskazuje ciljeve i instrumente kojima Vlada Republike Crne Gore nastoji razvijati energetski sektor u smislu: sigurne i pouzdane opskrbe energijom, zaštite okoliša, vlasništva, tržišnog poslovanja, investicija, energetske učinkovitosti, novih obnovljivih izvora, povezivanja s regijom i šire, mjera socijalne zaštite i dr. U skladu s gospodarskim razvojem Crne Gore i s energetskom praksom i standardima za zemlje-kandidate za pristupanje EU, ovom energetskom politikom posebno se naglašava potreba za uspostavljanjem odgovarajućeg pravnog, institucionalnog, finansijskog i regulatornog okvira, potrebnog za održivi razvoj energetskog sektora. Zajedno s dokumentom o nacionalnoj energetske strategiji (Strategija razvoja energetike RCG), Energetska politika ukazuje energetskim subjektima na njihovu ulogu u reformi energetskog sektora i potiče domaće i strane investitore na ulaganja u nove energetske objekte.

mutual connection of the systems and markets, and the creation of possibilities for energy trade in the implementation of the process, raising the level of environmental protection pursuant to uniform standards for all the states, promoting the development of renewable energy sources, and removing barriers for free market competition and mutual assistance in the event of disruptions in the energy supply.

The following is a chronological list of significant events for the energy sector:

- Energy Act, adopted in June 2003 [1],
- formation of the Energy Regulatory Agency in January 2004,
- Energy Policy Document, adopted in February 2005 [2],
- Energy Efficiency Strategy, adopted in October 2005,
- Strategy for the Construction of Small Hydro Power Plants in Montenegro, adopted in April 2006,
- Energy Community Treaty, signed in October 2006,
- Kyoto Protocol, ratified in March 2007,
- Analysis of renewable sources potential (wind, sun, biomass), completed in April 2007, and
- the legal unbundling of the Electric Power Company of Montenegro (EPCG), in progress.

The key document that will identify the investment possibilities in the energy sector is the Energy Strategy, which is in the final stage of preparation. The preliminary work began in late 2005 and was completed in the year 2006. A draft of the Strategy has already been prepared and completion is anticipated in 2007.

One of the most important documents that the Government of the Republic of Montenegro prepared and adopted in 2005 regarding the energy sector is the Energy Policy of the Republic of Montenegro [2]. This document presents the goals and instruments with which the Government of the Republic of Montenegro is attempting to develop the energy sector in the sense of a secure and reliable energy supply, environmental protection, ownership, market operations, investment, energy efficiency, new renewable sources, links with the region and beyond, social welfare measures etc. In coordination with the economic development of Montenegro and the energy practices and standards for candidate countries for accession to the European Union, there is particular emphasis in this energy policy upon the establishment of the suitable legal, institutional, financial and regulatory framework necessary for the sustainable development of the energy sector. Together with the document on the national energy strategy (Energy Development Strategy of the Republic of Montenegro), the Energy Policy emphasizes the role of energy subjects in the reform of the energy sector and provides incentives for domestic and foreign investors to invest in new energy facilities.

Identifikacija postojećeg stanja u energetsom sektoru u vrijeme izrade spomenutog dokumenta može se sažeti u sljedećem :

- početne aktivnosti reformi u energetsom sektoru (donesen je Zakon o energetici, otpočelo uključenje u Atenski proces, osnovana Regulatorna agencija za energetiku, Elektroprivreda Crne Gore funkcionalno razdvojena, donesena odluka o osnivanju Jedinice za energetske učinkovitost, urađena Strategija energetske učinkovitosti u Crnoj Gori, s Akcijskim planom 2005. – 2006. i dr.),
- ustavno opredjeljenje Crne Gore kao ekološke države,
- nepostojanje nacionalne energetske strategije, kojom bi se odredili srednjoročni i dugoročni ciljevi, prioriteti i uvjeti razvoja energetskog sektora Crne Gore,
- izrazito visoka uvozna ovisnost (cjelokupne potrebe tekućih i plinovitih goriva i oko 1/3 električne energije), zbog dugogodišnjeg zastoja u gradnji vlastitih energetskih izvora,
- veliki neiskorišteni i energetski kvalitetan potencijal, naročito hidropotencijal,
- znatne mogućnosti za korištenje obnovljivih energetskih izvora,
- dominacija električne energije u energetske bilanci,
- nasljeđena energetski intenzivna industrija i koncentracija potrošnje kod dva velika potrošača obojene i crne metalurgije i kod kućanstava,
- energetska neučinkovitost u sektoru potrošnje (naročito u pogledu uporabe električne energije za grijanje) i visoka energetska intenzivnost,
- nedovoljna istraženost nafte i plina, kao i energije obnovljivih izvora,
- visoka amortiziranost energetske infrastrukture i potreba njene ubrzane revitalizacije i tehnološke modernizacije,
- odsustvo fondova za istraživanje i tehnološki razvoj u energetici,
- nepotpuna zakonska regulativa za energetski sektor,
- dijelom dereguliran energetski sektor i privatiziran u segmentu nabave i trgovine naftnim derivatima.

Na temelju identifikacije postojećeg stanja postavljani su ciljevi energetske politike, koji su u svojim osnovnim odrednicama vrlo slični (gotovo jednaki) onima koji se proklamiraju na razini EU:

- sigurna, kvalitetna, pouzdana i diverzificirana opskrba energijom radi uravnoteženja opskrbe s potražnjom svih oblika energije,
- održavanje, revitalizacija i modernizacija postojeće i izgradnja nove pouzdane infrastrukture za potrebe proizvodnje i korištenja energije,

The situation in the energy sector while this document was being prepared may be summarized as follows:

- initial activities in the reform of the energy sector (the adoption of the Energy Act, the beginning of inclusion in the Athens Process, the establishment of the Energy Regulatory Agency, the functional unbundling of the Electric Power Company of Montenegro, the adoption of a ruling on the establishment of the Energy Efficiency Unit, the preparation of the Energy Efficiency Strategy of Montenegro with the Plan of Action for 2005 – 2006 etc.),
- the constitutional orientation of Montenegro as an ecological state,
- the absence of a national energy strategy, according to which medium-range and long-range goals, priorities and the conditions for the development of the energy sector of Montenegro would be determined,
- markedly high dependence upon imports (the total requirements for liquid and gas fuels and approximately 1/3 of electrical energy), due to many years of stagnation in the construction of the country's own energy sources,
- considerable unused and high quality energy potential, particularly hydroenergy potential,
- significant possibilities for using renewable energy sources,
- domination of electrical energy in the energy balance,
- inherited energy-intensive industry and concentrated consumption by two large consumers engaged in non-ferrous and ferrous metallurgy and households,
- lack of energy efficiency in the consumption sector (particularly regarding the use of electrical energy for heating) and high energy intensity,
- insufficient exploration of oil and gas, as well as renewable energy sources,
- high depreciation of the energy infrastructure and the need for its rapid revitalization and technological modernization,
- lack of funds for research and technological development in energetics,
- incomplete legal regulations for the energy sector, and
- partially deregulated energy sector and privatization in the segment of the purchasing and trading of petroleum derivatives.

Based upon identification of the existing situation, energy policy goals were established that have very similar (nearly identical) frames of reference to those proclaimed at the level of the European Union:

- smanjenje uvozne energetske ovisnosti, u prvom redu stvaranjem stabilnih uvjeta za ulaganja u istraživanje i gradnju novih energetskih izvora (naročito na istraženim objektima neiskorištenog hidro potencijala) i ulaganja u ostalu energetska infrastrukturu,
- stvaranje odgovarajućeg zakonodavnog, institucionalnog, finansijskog i regulatornog okvira za poticanje udjela privatnog sektora i ulaganja u sve dijelove energetske infrastrukture,
- stvaranje uvjeta za veće korištenje obnovljivih izvora energije, zajedničke proizvodnje električne i toplinske energije i korištenje fosilnih goriva s čistim tehnologijama,
- uspostavljanje konkurentnog tržišta za osiguranje energije u djelatnostima u kojima za to postoji mogućnost (proizvodnja i opskrba) u skladu s konceptom regionalnog tržišta energije, uz reguliranje monopolskih mrežnih djelatnosti,
- osiguranje institucionalnih i finansijskih poticaja za unaprjeđenje energetske učinkovitosti i smanjenje energetske intenzivnosti u svim sektorima, od proizvodnje do potrošnje energije,
- održiva proizvodnja i korištenje energije u odnosu na zaštitu okoliša i međunarodna suradnja u toj sferi, naročito oko smanjenja emisije stakleničkih plinova,
- potpora istraživanjima, razvoju i promociji novih, čistih i učinkovitih energetskih tehnologija i vođenju energetske politike na stručnim i znanstvenim osnovama.

Da bi se uopće moglo očekivati, barem djelomično, a osobito cjelokupno, ostvarenje navedenih ciljeva, nužno je bilo osmisliti konzistentan skup mjera koje bi usklađenim djelovanjem stvorile pogodnu klimu, odnosno okruženje kao potreban preduvjet. Te mjere su kako slijedi:

sustavne:

- izrada Strategije razvoja energetike RCG za razdoblje do 2025. godine (sa sektorskim studijama),
- uspostavljanje i implementacija sustava za praćenje podataka, suglasno EUROSTAT metodologiji prikaza nacionalnih energetskih podataka,
- donošenje poticajnih mjera za znanstveno-tehnološki razvoj u energetici i suradnju na međunarodnim programima u području energetike,
- uspostavljanje i primjena jednostavnih i transparentnih procedura u funkcioniranju svih segmenata energetskog sektora, radi sprječavanja korupcije,

- a secure, high quality, reliable and diversified power supply, with the goal of balancing the supply and demand of all forms of energy,
- maintenance, revitalization and modernization of the existing infrastructure and building a reliable new infrastructure for the production and use of energy,
- reduction of dependence on imported energy, primarily through the creation of stable conditions for investment in the research and construction of new energy sources (particularly facilities with unused hydro potential that have been previously studied) and investment in the rest of the energy infrastructure,
- creation of the suitable legislative, institutional, financial and regulatory framework for promoting involvement by the private sector and investment in all the aspects of the energy infrastructure,
- creation of the prerequisites for the greater utilization of renewable energy sources, combined heat and power generation and the use of fossil fuels based upon clean technologies,
- establishment of a competitive market for securing energy in fields where there is a possibility to do so (generation and supply), pursuant to the concept of the regional energy market, together with regulated monopoly network activities,
- providing institutional and financial incentives for improving energy efficiency and reducing energy intensity in all sectors, from energy generation to consumption,
- sustainable generation and energy use in relation to environmental protection and international cooperation in this sphere, particularly regarding reduced greenhouse gas emissions, and
- supporting research, development and the promotion of new, clean and efficient energy technologies, and conducting energy policies upon professional and scientific foundations.

In order to be able to achieve the cited goals, either partially or completely, it would be necessary to devise a consistent group of coordinated measures to create a favorable climate, i.e. a suitable environment as an essential prerequisite. These measures are as follows:

systematic:

- the preparation of the Energy Development Strategy of the Republic of Montenegro till 2025 (with sector studies),
- the establishment and implementation of a system for monitoring data, pursuant to the EUROSTAT methodology for presenting national energy data,
- the adoption of incentive measures for scientific and technological development in energetics and cooperation with international programs in the area of energetics,

- osiguranje poticajnih mjera za implementaciju programa energetske učinkovitosti, novih obnovljivih izvora i čistih tehnologija, uključujući i uporabu energetske učinkovitih uređaja prihvatljivih za okoliš,
- osiguranje uvjeta za izgradnju objekata kontinuiteta za proizvodnju električne energije,
- diverzifikacija izvora i energenata, vodeći računa o regionalnim specifičnostima,
- promoviranje tehnoloških dostignuća i razvoja infrastrukture radi smanjenja učinka stakleničkih plinova.

zakonodavne:

- donošenje podzakonskih akata za implementaciju Zakona o energetici i Strategije razvoja energetike RCG, kao i usuglašavanje domaće s međunarodnom legislativom u tom području, uključujući UN deklaracije, EU direktive, Kyoto protokol i dr.,
- preispitivanje postojećih i donošenje novih zakonskih akata, tehničkih standarda i propisa u području gradnje energetske objekte, a posebno radi povećanja energetske učinkovitosti,
- donošenje propisa s pojednostavljenim postupcima za dobivanje koncesija i dozvola za izgradnju malih elektrana i drugih postrojenja za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije, dozvola za pristup mreži i dozvola za obavljanje djelatnosti proizvodnje i prodaje energije.

institucionalne i organizacijske:

- osposobljavanje Vladine administracije za praćenje ostvarivanja Strategije razvoja energetike RCG i pripremu energetske bilanci,
- osposobljavanje Jedinice za energetske učinkovitost za uspješno promoviranje i provođenje Vladinog Programa energetske učinkovitosti, uključujući i predlaganje odgovarajuće regulative za njegovo poticanje,
- reorganizacija EPCG i drugih energetske subjekata u financijski održive kompanije, sposobne za poslovanje na konkurentnom tržištu i financiranje razvoja,
- unaprjeđenje inspeksijskog nadzora.

gospodarsko-socijalne:

- utvrđivanje tarifne i cjenovne politike energenata kojima se, na tržišnim osnovama, uvažavaju troškovi (uključujući troškove zaštite okoliša) i profit, potiče racionalna uporaba energije i štite interesi potrošača u pogledu sigurnosti i kvalitete energetske usluga, kao i mogućnosti plaćanja računa za energiju,

- the establishment and application of simple and transparent procedures in the functioning of all the segments of the energy sector, with the goal of preventing corruption,
- the securing of incentive measures for the implementation of energy efficiency programs, new renewable energy sources and clean technologies, including the use of environmentally acceptable energy efficient equipment,
- the securing of conditions for the construction of continuation facilities for the production of electrical energy,
- the diversification of sources and energy-generating products, taking specific regional characteristics into consideration, and
- the promotion of technological achievements and the development of the infrastructure in order to reduce the effect of greenhouse gases.

legislation:

- the adoption of regulations for the implementation of the Energy Act and the Energy Development Strategy of the Republic of Montenegro, as well as the coordination of domestic and international legislation in this area, including UN declarations, EU directives, the Kyoto Protocol etc.,
- the reexamination of existing legal acts and the adoption of new acts, technical standards and regulations in the area of the construction of energy facilities, particularly with the goal of increasing energy efficiency, and
- the adoption of regulations with simplified procedures for obtaining concessions and permits for the construction of small power plants and other facilities for the production of renewable energy, permits for network access and permits for the generation and sale of energy.

institutional and organizational:

- enabling the Government Administration to monitor the implementation of the Energy Development Strategy of the Republic of Montenegro and prepare energy balances,
- enabling the Energy Efficiency Unit to promote and implement the Government's Energy Efficiency Program successfully, including the proposal of suitable regulations for incentives,
- restructuring of the Electric Power Company of Montenegro (Elektroprivreda Crne Gore – EPCG) and other energy enterprises into financially sustainable companies capable of operating in a competitive market and the financing of development, and
- improving inspection supervision.

- donošenje programa subvencioniranja socijalno najugroženijih grupa građana s ciljem zadovoljavanja minimalnih potreba u električnoj i toplinskoj energiji.

2 POTROŠNJA ENERGIJE U CRNOJ GORI

2.1 Ukupna potrošnja energije

Tablica 1 pokazuje ukupnu potrošnju energije u prošlosti. Ono što je bitno za energetska situaciju u Crnoj Gori je da je npr. u 2004. godini (posljednja dostupna godina) pokrivenost ukupnih energetskih potreba iz domaćih izvora bila 69 % a uvoz 31 %.

socioeconomic:

- determining tariff and pricing policies for energy-generating products, taking into account market-based costs (including expenditures for environmental protection) and profit, in order to encourage rational energy use and protect consumer interests regarding the security and quality of energy services, as well as consumers' ability to pay energy bills,
- adopting a subsidy program for the socially most vulnerable groups of citizens, with the goal of meeting their minimum requirements for electricity and heating.

2 ENERGY CONSUMPTION IN MONTENEGRO

2.1 Total energy consumption

Table 1 presents total energy consumption in the past. Of significance regarding the energy situation in Montenegro is, for example, that in the year 2004 (the last available year), the coverage of total energy requirements from domestic sources was 69 % and imports amounted to approximately 31 %.

Tablica 1 – Ukupna potrošnja energije [3]
Table 1 – Total energy consumption [3]

Godina / Year	1990.	1997.	1998.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.
	(PJ)								
Proizvodnja / Production	28,23	29,33	37,74	34,51	34,90	35,21	31,83	34,55	43,34
Saldo uvoz-izvoz / Import-export balance	17,62	13,82	15,33	16,57	18,90	19,11	19,52	19,91	19,29
Saldo skladišta / Stock change	- 0,13	0	- 0,20	- 0,74	- 0,01	0,09	0,12	0,66	0,05
Bunker brodova / Marine bunkers						0,1	0,1	0,1	0,1
UKUPNA POTROŠNJA / TOTAL CONSUMPTION	45,72	43,15	52,87	50,34	53,79	54,51	51,52	55,16	62,72
	(%)								
Proizvodnja / Production	61,7	68,0	71,4	68,6	64,9	64,6	61,8	62,6	69,0
Saldo uvoz-izvoz / Import-export balance	38,5	32,0	29,0	32,9	35,1	35,1	37,9	36,1	30,8
Saldo skladišta / Stock change	- 0,2	0,0	- 0,4	- 1,5	0,0	0,2	0,2	1,2	0,1
Bunker brodova / Marine bunkers						0,1	0,1	0,1	0,1
UKUPNA POTROŠNJA / TOTAL CONSUMPTION	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tablica 2 prikazuje strukturu ukupne potrošnje energije (apsolutne vrijednosti i udjeli), gdje je finalna potrošnja u 2004. godini nešto manja od 50 %.

Table 2 presents the structure of total energy consumption (absolute values and percentages), where final consumption in the year 2004 is somewhat less than 50 %.

Tablica 2 – Struktura ukupne potrošnje energije [3]
Table 2 – Structure of total energy consumption [3]

Godina / Year	1990.	1997.	1998.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.
	(PJ)								
UKUPNA POTROŠNJA / TOTAL CONSUMPTION	45,72	43,15	52,87	50,34	53,79	54,51	51,52	55,16	62,72
Gubici transformacije / Transformation losses	14,23	17,05	24,83	21,70	23,07	23,73	20,25	22,02	28,63
Energija za pogon / Energy for operations	0,60	0,48	0,62	0,72	0,76	0,52	0,79	0,79	0,67
Gubici / Losses	1,06	1,66	1,81	2,04	1,70	1,81	1,83	2,23	2,50
Neenergetska potrošnja / Non-energy consumption	0,50	0,30	0,39	0,18	0,63	0,45	0,35	0,30	0,35
Finalna potrošnja / Final consumption	29,33	23,67	25,22	25,71	27,63	28,01	28,30	29,82	30,58
– Industrija / Industry	16,90	11,01	10,93	10,54	11,43	12,36	13,54	14,07	14,31
– Promet / Transport	5,48	4,31	6,18	7,20	7,74	6,86	5,57	5,73	6,36
– Opća potrošnja / General consumption	6,95	8,34	8,11	7,97	8,46	8,79	9,19	10,03	9,91
	(%)								
UKUPNA POTROŠNJA / TOTAL CONSUMPTION	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gubici transformacije / Transformation losses	31,1	39,5	47,0	43,1	42,9	43,5	39,3	39,9	45,6
Energija za pogon / Energy for operations	1,3	1,1	1,2	1,4	1,4	1,0	1,5	1,4	1,1
Gubici / Losses	2,3	3,8	3,4	4,1	3,2	3,3	3,6	4,0	4,0
Neenergetska potrošnja / Non-energy consumption	1,1	0,7	0,7	0,4	1,2	0,8	0,7	0,5	0,6
Finalna potrošnja / Final consumption	64,2	54,9	47,7	51,1	51,4	51,4	54,9	54,1	48,8
– Industrija / Industry	37,0	25,5	20,7	20,9	21,1	22,7	26,3	25,5	22,8
– Promet / Transport	12,0	10,0	11,7	14,3	14,4	12,6	10,8	10,4	10,1
– Opća potrošnja / General consumption	15,2	19,3	15,3	15,8	15,7	16,1	17,8	18,2	15,8

Struktura potrošnje finalne energije (apsolutne vrijednosti i udjeli) je prikazana u tablici 3. Udjel električne energije u finalnoj potrošnji u 2004. godini je bio oko 45 %. To je vrlo visok udjel električne energije. Za usporedbu, u istoj godini je udjel električne energije u potrošnji finalne energije u Hrvatskoj bio nešto manje od 20 %. Svakako da je elektroenergetski sektor od iznimne važnosti, ne samo za energetiku, za svaku zemlju, ali na osnovi ovako visokog udjela električne energije u potrošnji finalne energije se može konstatirati da je za Crnu Goru elektroenergetski sektor izrazito važan. Zato će se u nastavku ovog članka pridati posebna važnost baš elektroenergetskom sektoru.

The structure of the consumption of final energy (absolute values and percentages) is presented in Table 3. The percentage of electrical energy in final consumption in the year 2004 was approximately 45 %. This is a very high percentage of electrical energy. In comparison, the percentage of electrical energy in final energy consumption was somewhat less than 20 % during the same year in Croatia. Certainly the electrical energy sector is of exceptional importance, not only for energetics, for every country. However, on the basis of such a high percentage of electrical energy in final energy consumption, it can be concluded that the electrical energy sector is exceptionally important for Montenegro. Therefore, this article will afford particular importance to the electrical energy sector.

Tablica 3 – Struktura potrošnje finalne energije [3]
Table 3 – The structure of final energy consumption [3]

Godina / Year	1990.	1997.	1998.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.
	(PJ)								
Mrki ugljen / Brown coal		0,01		0,03		0,04	0,40	0,04	0,03
Lignit / Lignite	0,61	0,74	0,78	0,88	0,51	0,52	0,63	0,60	0,52
Ogrjevno drvo / Wood fuel	1,58	1,55	1,17	1,18	1,13	1,23	1,43	1,98	2,07
Tekući naftni plin / Liquid petroleum gas	0,56	0,13	0,16	0,08	0,06	0,08	0,12	0,15	0,23
Motorni benzin / Gasoline	3,06	2,58	3,54	4,10	3,50	2,95	2,26	2,75	2,76
Mlazno gorivo / Jet fuel	0,55	0,02	0,22	0,02	0,58	0,70	0,65	0,57	0,32
Dizel gorivo / Diesel fuel	2,51	2,28	3,04	3,67	4,35	3,78	3,32	3,04	3,81
Ekstralako loživo ulje / Extra-light heating oil	0,52	0,26	0,29	0,32	0,36	0,40	0,44	0,48	0,53
Loživo ulje / Heating oil	2,84	1,51	1,44	1,35	1,65	1,76	1,76	1,68	1,90
Petrolkoks / Petroleum coke	2,23	0,58	1,07	0,67	0,67	0,67	1,61	2,23	1,79
Derivati nafte ukupno / Total petroleum derivatives	12,28	7,37	9,76	10,22	11,17	10,34	10,15	10,90	11,33
Električna energija / Electrical energy	11,10	11,13	10,92	10,50	12,01	12,88	13,20	13,46	13,62
Toplinska energija / Thermal energy	3,75	2,88	2,59	2,91	2,80	2,99	2,84	2,84	3,01
UKUPNO / TOTAL	29,33	23,67	25,22	25,71	27,63	28,01	38,30	29,82	30,58
	(%)								
Mrki ugljen / Brown coal		0,0		0,1		0,2	0,1	0,1	0,1
Lignit / Lignite	2,1	3,1	3,1	3,4	1,9	1,9	2,2	2,0	1,7
Ogrjevno drvo / Wood fuel	5,4	6,5	4,6	4,6	4,1	4,4	5,1	6,6	6,8
Tekući naftni plin / Liquid petroleum gas	1,9	0,6	0,6	0,3	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7
Motorni benzin / Gasoline	10,4	10,9	14,0	15,9	12,7	10,5	8,0	9,2	9,0
Mlazno gorivo / Jet fuel	1,9	0,1	0,9	0,1	2,1	2,5	2,3	1,9	1,0
Dizel gorivo / Diesel fuel	8,6	9,6	12,0	14,3	15,7	13,5	11,7	10,2	12,4
Ekstralako loživo ulje / Extra-light heating oil	1,8	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
Loživo ulje / Heating oil	9,7	6,4	5,7	5,3	6,0	6,3	6,2	5,6	6,2
Petrolkoks / Petroleum coke	7,6	2,4	4,2	2,6	2,4	2,4	5,7	7,5	5,9
Derivati nafte ukupno / Total petroleum derivatives	41,9	31,1	38,7	39,7	40,4	36,9	35,9	36,5	37,1
Električna energija / Electrical energy	37,9	47,0	43,3	40,8	43,5	46,0	46,7	45,2	44,5
Toplinska energija / Thermal energy	12,8	12,2	10,3	11,3	10,2	10,7	10,0	9,5	9,8
UKUPNO / TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100

2.2 Potrošnja električne energije

Struktura izvora i potrošnje električne energije prikazana je u tablici 4. Kada se pogleda struktura potrošnje električne energije vidljivo je da je potrošnja velikih (tzv. direktnih) potrošača oko 47 % ukupne potrošnje. To je bitno više nego što je neto potrošnja na distribucijskoj mreži. Analizom strukture izvora ili pokrivanja potreba za električnom energijom uočava se da je uvoz u 2004. godini bio na razini od gotovo 30 %. Uzme li se u obzir činjenica da je proizvodnja hidroelektrana u istoj godini bila oko 50 % (a radilo se o vrlo vlažnoj godini) može se zaključiti koliko je osjetljiva situacija u opskrbi električnom energijom u Crnoj Gori.

2.2 Electrical energy consumption

Electrical energy structure of sources and consumption is presented in Table 4. When the structure of electrical energy consumption is reviewed, it is evident that consumption by large (so-called direct) consumers comprises approximately 47 % of total consumption. This is significantly more than the net consumption on the distribution network. Through analysis of the structure of sources or the coverage of electricity requirements, it is evident that import was at the level of nearly 30 % in the year 2004. If the fact is taken into account that the production of hydroelectric power plants in the same year was approximately 50 % (and this was a very rainy year), it can be seen how sensitive the electricity supply situation is in Montenegro.

Tablica 4 – Struktura izvora i potrošnje električne energije [3]
Table 4 – Electrical energy structure of sources and consumption [3]

Godina / Year	1994.	1995.	1996.	1997.	1998.	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.	2004.
	(GWh)										
Proizvodnja na pragu / Production at the threshold	1 993,0	1 497,4	3 004,7	2 182,9	2 564,3	2 616,6	2 530,2	2 414,4	2 195,4	2 606,2	3 185,7
Proizvodnja HE / Hydroelectric power plant generation	1 469,7	1 497,4	2 255,8	1 436,1	1 709,4	1 692,4	1 579,1	1 767,6	1 095,8	1 532,4	2 231,2
HE / HPP Perućica	722,1	908,4	1 356,2	741,3	919,9	864,0	882,2	998,8	671,3	814,0	1 210,4
HE / HPP Piva	736,1	571,7	879,2	679,4	769,4	810,4	678,8	753,6	408,4	701,6	997,0
Distributivne HE/ Small HPP	11,5	17,3	20,4	15,4	20,1	18,0	18,1	15,2	16,1	16,8	23,8
Proizvodnja TE / Thermoelectric power plant generation	523,3	0,0	748,9	746,8	854,9	924,2	951,1	646,8	1099,6	1 073,8	954,5
TE / TPP Pljevlja	523,3	0,0	748,9	746,8	854,9	942,2	951,1	646,8	1099,6	1 073,8	954,5
Saldo uvoz – izvoz / Import-export balance	151,3	1 009,4	126,3	1 384,3	990,4	906,3	1 298,0	1 688,3	2 035,3	1 787,1	1 324,1
Raspoloživo za potrošnju / Available for consumption	2 144,3	2 506,8	3 131,0	3 567,2	3 554,7	3 522,9	3 828,2	4 102,7	4 230,7	4 393,3	4 509,8
Direktni potrošači / Direct consumers	505,4	763,0	1 233,9	1 629,9	1 580,6	1 511,0	1 711,3	1 885,4	1 998,6	2 024,7	2 104,7
KAP / Aluminum Plant of Podgorica	329,3	599,9	1 029,0	1 420,2	1 362,4	1 365,6	1 568,0	1 719,8	1 855,0	1 903,8	1 898,0
Željezara / Steelworks	154,1	139,3	174,5	180,4	186,8	130,4	123,8	144,5	122,5	99,9	184,4
Željeznica / Railways	22,0	23,8	30,4	29,3	31,4	15,0	19,5	21,1	21,1	21,0	22,3
Distribucija bruto / Gross distribution	1 531,0	1 641,7	1 747,9	1 794,9	1 847,2	1 863,2	1 967,0	2 062,6	2 077,0	2 196,7	2 212,1
Neto potrošnja distribucije / Net energy consumption of distribution	1 218,0	1 329,1	1 434,6	1 475,7	1 472,6	1 446,6	1 645,8	1 715,7	1 722,5	1 750,2	1 710,6
Gubici u distributivnoj mreži / Losses in the distribution network	313,0	312,6	313,3	319,2	374,6	416,6	321,2	346,9	354,5	446,5	501,5
Gubici u prijenosnoj mreži / Losses in the transmission network	108,1	98,8	149,2	142,3	127,0	148,7	149,8	154,7	155,1	171,9	193,0

U Crnoj Gori su tijekom 70-tih i 80-tih godina 20. stoljeća izgrađeni značajni industrijski kapaciteti u energetske intenzivnim industrijskim granama (industrija obojenih metala, crna metalurgija). Među takvim postrojenjima posebno se ističu Kombinat aluminija Podgorica (KAP) i Željezara Nikšić. Samo pogoni KAP-a godišnje potroše oko 45 % ukupne potrošnje električne energije u Crnoj Gori. Osim u crnoj metalurgiji i industriji obojenih metala, relativno manji dio električne energije se troši u drvnoj, papirnoj, tekstilnoj, prehrambenoj i drugoj industriji. Budući da je dinamika potrošnje električne energije u industriji bitno drugačija nego u sektorima kućanstva i usluga, od interesa je analizirati karakteristike potrošnje u toj kategoriji.

In Montenegro, significant industrial facilities were constructed in energy intensive industrial branches (non-ferrous metals, ferrous metallurgy) during the 1970s and 1980s. Among such plants, the Aluminum Plant of Podgorica (KAP) and the Nikšić Steelworks stand out. The KAP plant alone uses approximately 45 % of the total energy consumed in Montenegro annually. Besides the ferrous metallurgy and the non-ferrous metal industries, a relatively small percentage of electrical energy is consumed in the wood, paper, textile, food and other industries. Since the dynamics of the consumption of electrical energy in industry is significantly different than in the sectors of households and services, it is of interest to analyze the characteristics of consumption in this category.

Potrošnja električne energije u industrijskom sektoru Crne Gore iznosila je u 2004. godini 2 151 GWh, od čega oko 97 % potrošnje otpada na KAP i Željezaru.

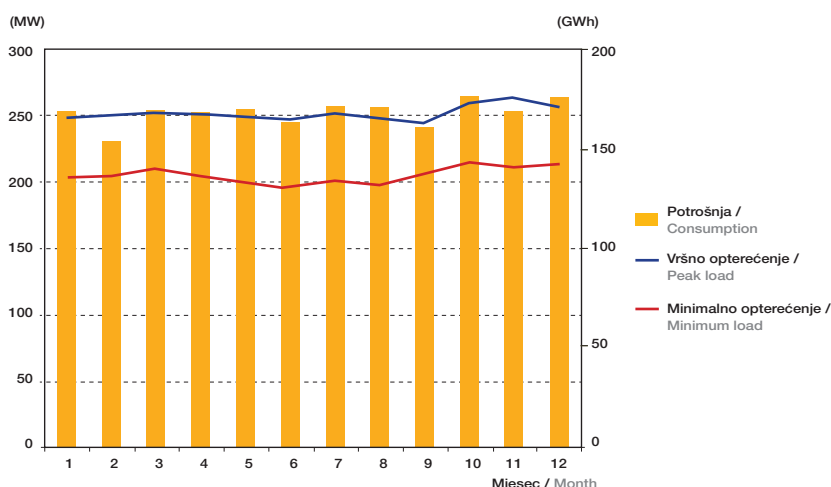
Slika 1 prikazuje mjesečne promjene u potrošnji električne energije, te kretanje maksimalnog i minimalnog opterećenja u sektoru industrije.

Sa slike se može vidjeti kako potrošnja električne energije u industriji vrlo malo oscilira po mjesecima. Uglavnom se kreće oko 170 GWh, uz odstupanja do nekoliko GWh. Maksimalno i minimalno opterećenje pokazuju puno manje varijacije nego kod sustava u cjelini i kreće se oko razine od maksimalno 250 MW, a minimalno 200 MW.

The consumption of electrical energy in the industrial sector of Montenegro was 2 151 GWh in the year 2004, of which approximately 97 % of the consumption was by KAP and the Nikšić Steelworks.

Figure 1 presents the monthly changes in the consumption of electrical energy and the maximum and minimum load trends in the industrial sector.

From the figure, it can be seen how the consumption of electrical energy in industry oscillates very little over the months. It is generally approximately 170 GWh, with deviations of up to several GWh. The maximum and minimum loads show much less variation than in the system as a whole, and range from approximately a maximum level of 250 MW to a minimum level of approximately 200 MW.



Slika 1
Mjesečne potrošnje, maksimalna i minimalna opterećenja u industrijskom sektoru [3]
Figure 1
Monthly consumption, maximum and minimum loads in the industrial sector [3]

3 PROGNOZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA RAZDOBLJE 2005. – 2025.

Scenariji buduće potrošnje električne energije detaljno su obrađeni po sektorima potrošnje u [3]. Stoga se ovdje daje samo sumarni prikaz porasta potrošnje i vršnog opterećenja, i to radi jednostavnosti samo za srednji scenarij, budući da su razlike u razinama potrošnje među scenarijima male. Kretanje prognozirane potrošnje električne energije, vršnog i minimalnog opterećenja u sustavu, te faktora opterećenja prikazano je tablicom 5 i slikom 2. Navedeni iznosi sadrže i gubitke u prijenosnoj i distribucijskoj mreži, dakle predstavljaju ukupnu potrebnu električnu energiju na ulazu u prijenosnu mrežu, koju trebaju pokriti proizvodnja elektrana i/ili uvoz električne energije.

3 FORECAST OF ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION FOR THE 2005 – 2025 PERIOD

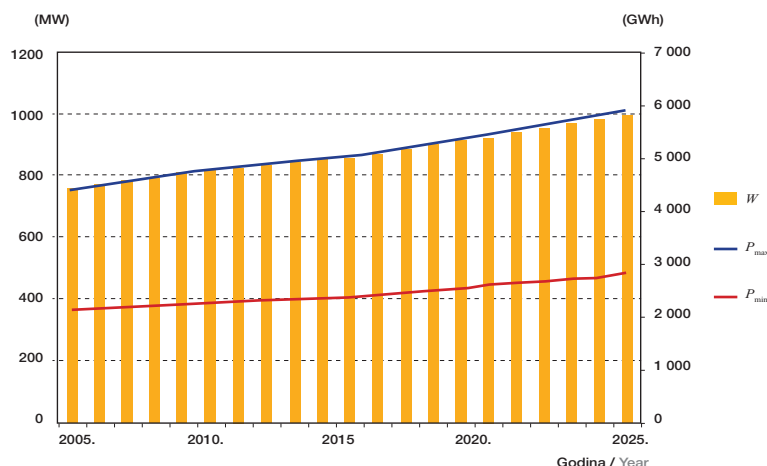
Scenarios for the future consumption of electrical energy have been worked out in detail according to sectors in [3]. Therefore, only a summary is provided here of the growth of consumption and peak load. For purposes of simplicity, only the medium scenario is presented because the differences in the levels of consumption among the scenarios are small. Trends in the predicted consumption of electrical energy, peak and minimum loads in the system, and the load factor are presented in Table 5 and Figure 2. The stated amounts contain losses in the transmission and distribution networks, i.e. they present the total required electrical energy input to the transmission network, which is supposed to be covered by power plant production and/or imported electrical energy.

Pretpostavljeni prosječni godišnji porast potrošnje električne energije u razdoblju do 2025. godine iznosi 1,33 %, dok je prosječni godišnji porast vršnog opterećenja u sustavu 1,51 %. Iako se ne radi o posebno visokim stopama porasta, rast vršnog opterećenja nešto je brži od porasta potrošnje, što ukazuje na to da se kroz plansko razdoblje (2005. – 2025.) smanjuje faktor opterećenja. Ovakav je trend u skladu s pretpostavkom o bržem porastu potrošnje električne energije u sektoru kućanstva i usluge (s više promjenljivom potrošnjom) nego u sektoru industrije (čija potrošnja ima male oscilacije), za koji se smatra da je već dostigao određeno zasićenje.

The anticipated average annual growth in the consumption of electrical energy during the period up to the year 2025 amounts to 1,33 %, while the average annual increase in peak load in the system is 1,51 %. Although these are not particularly high rates of growth, the growth in the peak load is somewhat more rapid than growth in consumption, which indicates that during the planning period (2005 – 2025) there will be a reduction in the load factor. Such a trend is in accordance with the assumption of the more rapid growth in the consumption of electrical energy in the household and services sectors (with more changeable consumption) than in the industrial sector (with minor oscillations), in which a certain saturation is considered to have already been reached.

Tablica 5 – Predviđena potrošnja električne energije, vršnog i minimalnog opterećenja tijekom razdoblja planiranja (2005. – 2025.) [3]
Table 5 – Anticipated electrical energy consumption, peak and minimum loads during the planning period (2005 – 2025) [3]

Godina / Year	P_{max}	P_{min}	W	Faktor opterećenja / Load factor
	(MW)	(MW)	(GWh)	(%)
2005.	752,1	361,3	4 443	67,43
2006.	764,8	367,4	4 518	
2007.	777,8	373,6	4 594	
2008.	791,0	380,0	4 672	
2009.	804,4	386,4	4 751	
2010.	818,0	391,1	4 765	66,49
2011.	826,9	395,4	4 817	
2012.	836,0	399,7	4 870	
2013.	845,1	404,1	4 923	
2014.	854,3	408,5	4 976	
2015.	863,6	407,9	4 982	65,86
2016.	878,0	414,7	5 065	
2017.	892,6	421,6	5 150	
2018.	907,4	428,6	5 235	
2019.	922,6	435,8	5 323	
2020.	937,9	447,4	5 372	65,38
2021.	953,0	454,6	5 458	
2022.	968,3	461,9	5 546	
2023.	983,9	469,3	5 635	
2024.	999,7	476,9	5 726	
2025.	1 015,8	491,1	5 791	65,08



Slika 2
Predviđena potrošnja električne energije, vršnog i minimalnog opterećenja tijekom razdoblja planiranja (2005. – 2025.) [3]
Figure 2
Anticipated electrical energy consumption, peak and minimum loads during the planning period (2005 – 2025) [3]

4 POSTOJEĆI PROIZVODNI KAPACITETI

U EES-u Crne Gore nalaze se u pogonu tri veće proizvodne jedinice: hidroelektrane Perućica (307 MW) i Piva (342 MW), te termoelektrana Pljevlja (210 MW) [4]. Uz njih, u sustavu postoji sedam malih hidroelektrana, ali je njihov doprinos u snazi i proizvodnji relativno mali. Dakle, ukupna instalirana snaga elektrana iznosi 868 MW, dok je snaga na pragu 849 MW. Udio hidroelektrana u instaliranoj snazi je 76 %, dok u proizvedenoj energiji sudjeluju sa oko 60 %, dakako uz očekivane oscilacije ovisno o hidrološkim prilikama.

4.1 HE Perućica

HE Perućica koristi vode sliva Gornje Zete koje dotječu u Nikšićko polje, s bruto padom od oko 550 metara. Za sada su realizirane tri faze izgradnje elektrane. U prvoj fazi (1960. godina) izgrađene su sve akumulacije i dovodni organi, prvi cjevovod, rasklopno postrojenje 110 kV, odvodni kanal te strojarnica s agregatima I. i II. snage po 38 MW, odnosno 40 MVA, i instaliranog protoka od 8,5 m³/s. U drugoj fazi (1962. godina) izgrađeni su drugi cjevovod i agregati III., IV. i V., također svaki snage 38 MW (40 MVA) i instaliranog protoka od 8,5 m³/s. U trećoj fazi (1977/78. godina) izgrađeni su treći cjevovod i agregati VI. i VII. snage 58,5 MW (65 MVA) i instaliranog protoka od 12,75 m³/s svaki. Nakon realizacije treće faze ukupna instalirana snaga svih agregata iznosi 307 MW, s ukupnim instaliranim protokom od 68 m³/s.

4 EXISTING GENERATING CAPACITIES

In the electrical energy system in Montenegro, three large generating units are in operation: the Perućica Hydroelectric Power Plant (307 MW), the Piva Hydroelectric Power Plant (342 MW) and the Pljevlja Thermoelectric Power Plant (210 MW) [4]. In addition, the system also includes seven small hydroelectric power plants but their contribution to power and generation is relatively small. The total installed capacity of the plants amounts to 868 MW, while power at the threshold is 849 MW. The percentage of hydroelectric power plants in the installed capacity is 76 %, while its percentage in generated energy amounts to approximately 60 %, with anticipated oscillations, depending upon hydrological conditions.

4.1 Perućica Hydroelectric Power Plant

The Perućica Hydroelectric Power Plant uses water from the Gornja Zeta basin that flows into the Nikšić plain, with a gross head of approximately 550 meters. For now, three phases in the construction of the power plant have been achieved. In the first phase (the year 1960), construction was completed of all the storage reservoirs and intake, the first pipeline, 110 kV switchgear, discharge canal and power station with Generators I and II, each with a 38 MW power rating or 40 MVA, and an installed flow of 8,5 m³/s. In the second phase (the year 1962) a second pipeline and Generators III, IV and V were constructed, each again with a 38 MW power rating (40 MVA) and an installed flow of 8,5 m³/s. In the third phase (1977/78) a third pipeline and Generators VI and VII were constructed, with a 58,5 MW power rating (65 MVA) and an installed flow of 12,75 m³/s each. After the completion of the third phase, the total installed capacity of all the generators amounted to 307 MW, with a total installed flow of 68 m³/s.

4.2 HE Piva

HE Piva je akumulacijsko-pribransko postrojenje na rijeci Pivi, smješteno između planinskih masiva Pive, Komarnice i Vrbnice. Dovođenje izgradnje i puštanje agregata u pogon obavljeno je 1976. godine. Zbog specifičnih topografskih karakteristika terena kompletno postrojenje smješteno je ispod površine zemlje. U elektrani se nalaze tri agregata, svaki snage 114 MW (ukupno 342 MW), i instaliranog protoka 80 m³/s. Ukupni volumen akumulacije iznosi 880 milijuna kubnih metara, a projektirana godišnja proizvodnja 860 GWh. Prosječna je ostvarena proizvodnja manja od projektirane za 14 %, ponajprije zbog manjih dotoka u akumulaciju od očekivanih, ali i stoga što režim rada elektrane nije uvijek bio optimalan (korištenje optimalne kote jezera za postizanje maksimalne snage agregata), a u pojedinim godinama su i preljevi bili nešto veći nego što je to bilo nužno.

Specifičnost HE Piva je da od svog puštanja u pogon 1976. godine radi kao vršna elektrana za elektroenergetski sustav Srbije, na osnovi razmjene energije u skladu sa ugovorom o dugoročnoj poslovno-tehničkoj suradnji, zaključenim između Elektroprivrede Crne Gore i Elektroprivrede Srbije (EPS). Na račun dobivanja električne energije iz HE Piva prema zahtjevima i potrebama EPS-a, Elektroprivreda Srbije zauzvrat isporučuje EES-u Crne Gore baznu električnu energiju sa snagom od 105 MW tijekom cijele godine, te dodatno 105 MW, u trajanju od 58 dana, za vrijeme remonta TE Pljevlja.

U Crnoj Gori je izgrađeno sedam malih hidroelektrana, koje se danas nalaze u vlasništvu Elektroprivrede Crne Gore. To su hidroelektrane: Glava Zete, Slap Zete, Rijeka Mušovića, Šavnik, Rijeka Crnojevića, Podgor i Lijeva Rijeka. Njihova ukupna instalirana snaga iznosi 9,025 MW, a očekivana godišnja proizvodnja 21 GWh.

4.3 TE Pljevlja

TE Pljevlja je prva crnogorska kondenzacijska termoelektrana, inicijalno projektirana s dva bloka od 210 MW svaki. Akumulacija vode, kao i svi pomoćni, tehnički i upravno-administrativni objekti (osim dekarbonizacije i recirkulacijskog rashladnog sustava) izvedeni su za dva bloka, no do sada je izgrađen samo jedan blok. Izgradnja prvog bloka TE Pljevlja trajala je od 1976. do 1982. godine. Opskrba TE Pljevlja vodom za hlađenje i za druge potrebe vrši se iz akumulacije Otilovići, volumena 18 milijuna m³, koja se nalazi na rijeci Čehotini, oko 8 km udaljena od termoelektrane. TE Pljevlja radi kao bazna elektrana u sustavu, a projektirana je za rad od oko 6 000 sati godišnje, što uz

4.2 Piva Hydroelectric Power Plant

The Piva Hydroelectric Power Plant is located near a dam on the Piva River, located among the mountains of Piva, Komarnica and Vrbnica. The completion of construction and commencement of operations occurred in the year 1976. Due to the specific topographic characteristics of the terrain, the whole plant is located below the earth's surface. The power plant has three generating units, each with a power rating of 114 MW (a total of 342 MW), and an installed flow 80 m³/s. The total reservoir storage volume is 880 million m³ and the plant was designed for an annual production of 860 GWh. The average production achieved is 14 % lower than planned, primarily due to lower inflows into the storage reservoir than anticipated, but also because the operational regime of the power plant was not always optimal (the use of the optimal lake elevation in order to achieve the maximum power rating of the generating units), and in individual years overflow was somewhat greater than necessary.

A specific characteristic of the Piva Hydroelectric Power Plant is that since it went into operation in the year 1976, it has operated as a peak-load plant for the electrical energy system of Serbia, based upon energy exchange pursuant to a contract on long-term business-technical cooperation, concluded between the Electric Power Company of Montenegro (EPCG) and the Electric Power Company of Serbia (EPS). In repayment for the electrical energy obtained from the Piva Hydroelectric Power Plant, the Electrical Power Company of Serbia delivers base electrical energy with a power rating of 105 MW to the Electric Power Company of Montenegro throughout the year, and an additional 105 MW for a period of 58 days during the servicing of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant.

Seven small hydroelectric power plants have been built in Montenegro that are today under the ownership of the Electric Power Company of Montenegro, as follows: Glava Zete, Slap Zete, Rijeka Mušovića, Šavnik, Rijeka Crnojevića, Podgor and Lijeva Rijeka. Their total installed capacity amounts to 9,025 MW, and the expected annual production is 21 GWh.

4.3 The Pljevlja Thermoelectric Power Plant

The Pljevlja Thermoelectric Power Plant is the first Montenegrin condensing thermoelectric power plant, initially designed with two blocks of 210 MW each. The reservoir, as well as all auxiliary, technical and administrative/managerial facilities (except the de-carbonization and recirculation cooling system) were built for the two blocks. However, up to the present, only one block has been built. The construction of the first block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant lasted from 1976 to 1982. The supply of water to the Pljevlja Thermoelectric Power Plant for

maksimalnu snagu na pragu od 191 MW daje projektiranu maksimalnu godišnju proizvodnju od 1 146 GWh. Od 1992. godine elektrana je radila sa smanjenom prosječnom snagom. Na to su utjecali nepovoljan sastav ugljena iz površinskog kopa Potrlica i amortiziranost postrojenja, u prvom redu zbog abrazije cijevnog sustava kotla.

5 MOGUĆI SCENARIJI IZGRADNJE ELEKTRANA

5.1 Teoretski hidroenergetski potencijal

Na osnovi dosadašnjih istraživanja površinskih vodotoka u Crnoj Gori, može se govoriti o vrlo izraženoj vodnosti u odnosu na relativno malu površinu teritorija Crne Gore, a time i o načelnoj raspoloživosti značajnog hidro potencijala za energetske korištenje. Ukupni hidro potencijal na području Crne Gore se kroz dimenziju godišnjeg otjecanja unutarnjih voda na teritoriju Crne Gore procjenjuje na 18,75 milijardi kubnih metara, odnosno 595 m³/s, a s aspekta hidro energetskeg korištenja procjena je na 13,34 milijardi kubnih metara, odnosno 423 m³/s.

Vodoprivrednom osnovom Crne Gore [5] iz 2001. godine izračunat je ukupan teoretski hidroenergetski potencijal u iznosu od 9 846 GWh, s tim da je dio ovog potencijala već u eksploataciji u postrojenjima HE Perućica i HE Piva. Raspodjela ovog potencijala prema glavnim vodotocima dana je u tablici 6.

cooling and other purposes comes from the Otilovići Storage Reservoir, with a volume of 18 million m³, located on the Čehotina River, approximately 8 km from the thermoelectric power plant. The Pljevlja Thermoelectric Power Plant operates as a base power plant in the system, and was designed to operate for approximately 6 000 hours per year, which provides the planned maximum annual production of 1 146 GWh with maximum power at the threshold of 191 MW. Since the year 1992, the power plant has operated at a reduced average capacity. This was influenced by the unfavorable coal composition from the Potrlica Surface Mine and the depreciation of the plant, primarily due to abrasion of the boiler pipes.

5 POTENTIAL SCENARIOS FOR THE CONSTRUCTION OF POWER PLANTS

5.1 Theoretical hydroenergy potential

Based upon investigations to date of the surface waterways in Montenegro, it is possible to speak about the extensive water resources in relation to the relatively small territory of Montenegro, and therefore about the availability of significant hydro potential for energy use in principle. The total hydro potential in the territory of Montenegro, in terms of the dimension of the annual inflow on the territory of Montenegro, is estimated at 18,75 billion m³ or 595 m³/s. From the aspect of hydro energy use, the estimate is 13,34 billion m³ or 423 m³/s.

According to the Water Management Master Plan of Montenegro [5], dated 2001, the total theoretical hydro energy potential is calculated in the amount of 9 846 GWh. A part of this potential is already being exploited by the Perućica Hydroelectric Power Plant and the Piva Hydroelectric Power Plant. The distribution of this potential according to the main waterways is presented in Table 6.

Tablica 6 – Teoretski hidro potencijal Crne Gore na glavnim vodotocima [3]
Table 6 – The theoretical hydro potential of Montenegro according to the main waterways [3]

Rijeka / River	Teoretski hidroenergetski potencijal / Theoretical hydroenergy potential (GWh)
Piva	1 361
Tara	2 255
Čehotina	463
Lim	1 438
Ibar	118
Morača (do Zete) / (to Zeta)	1 469
Zeta	2 007
Mala rijeka	452
Cijevna	283
Ukupno / Total	9 846

Za proračun energetskeg potencijala dužinom glavnih riječnih tokova u Crnoj Gori u okviru Vodoprivredne osnove usvojen je korak od 5 km. Na osnovi ovih podataka, energetske najmoćnija rijeka je Tara, nakon koje slijede Zeta, Morača, Lim, Piva i ostale.

5.2 Tehnički iskoristivi hidroenergetski potencijal

Uz pretpostavku da se na bilo kojem mjestu može podići brana ili neki drugi objekt, tehnički iskoristivi hidro potencijal jednak je teoretskom hidro potencijalu umanjenom za gubitke na padu (u dovodno-odvodnim organima i oscilacijama razine u akumulaciji) i gubitke u strojevima (turbine, generatori, transformatori itd.). Gubici na padu se trebaju računati za svako postrojenje posebno, dok se gubici na strojevima, za današnji stupanj razvoja, generalno mogu procijeniti na oko 13 %.

Današnje tehničke mogućnosti dopuštaju izgradnju u gotovo svim uvjetima. Međutim, ekonomski iskoristivi hidro potencijal je vezan uz promjenu ekonomskih kriterija rentabilnosti tijekom vremena korištenja. Promjenom raznih čimbenika koji utječu na izgradnju objekata i proizvodnju električne energije mijenjaju se i ekonomski kriteriji rentabilnosti korištenja vodnih snaga.

Ekonomično iskoristive vodne snage mogu se utvrditi za određeno vrijeme tako da se odrede najveće prihvatljive investicije po kW, i o tome ovisni trošak proizvodnje po kWh, i pribroje sve vodne snage koje daju energiju jeftiniju od utvrđene. Pri ovakvoj procjeni jedan veliki dio hidro potencijala ući će u kategoriju ekonomski nepovoljnog, iako bi u jednoj kompleksnijoj analizi, uključujući neke dodatne pozitivne učinke (odbrana od poplava, navodnjavanje, opskrba vodom i dr.) mogao postati ekonomski prihvatljiv. Kako je bez osnovnih vodoprivrednih studija, vodoprivrednih osnova čitavih riječnih slivova i studija utjecaja na okoliš teško dati procjenu o investicijama, tek se izradom takve dokumentacije može pouzdanije razgraničiti ekonomski povoljan od ekonomski nepovoljnog hidro potencijala. Apsolutno tačno utvrđivanje granice između te dvije kategorije nije moguće, jer vrijednost električne energije nije stalna, nego je to dinamička veličina.

5.2.1 Tehnički iskoristivi potencijal glavnih riječnih tokova

Prethodnim istraživanjima definiran je i tehnički iskoristiv potencijal vodotoka u Crnoj Gori, kao dio teoretskog potencijala za koji je izrađenom projektnom dokumentacijom dokazano da je u

For the estimate of the energy potential along the main rivers in Montenegro within the framework of the Water Management Master Plan, a span of 5 km has been adopted. On the basis of these data, the most powerful river in terms of energy is the Tara, followed by the Zeta, Morača, Lim, Piva and the others.

5.2 Technically exploitable hydroenergy potential

Assuming that a dam or some other facility can be built in any place, the technically exploitable hydro potential is equal to the theoretical hydro potential minus head losses (in intake or discharge waterways and oscillations in the reservoir water levels) and losses in machinery (turbines, generators, transformers etc.). Head losses should be calculated for each plant separately, while losses in machinery, at today's level of development, can generally be estimated at approximately 13 %.

Today's technical possibilities permit construction under nearly all conditions. However, economically exploitable hydro potential is linked to change in the economic criteria of profitability during the period of use. With changes in various factors that affect the construction of facilities and the generation of electrical energy, there are changes in the economic criteria of the profitability of using water power.

Economically exploitable water power can be determined for a specific period in order to establish the highest acceptable investment per kW and, accordingly, the production cost per kWh, to which should be added all the water power that provides energy that is less expensive than that determined. In such an estimate, a large part of the hydro potential is categorized as unsuitable, although it could become economically acceptable in a more complex analysis, including some additional positive factors (flood protection, irrigation, water supply etc.). Since it is difficult to provide an estimate for investments without basic water management studies, water management studies of entire river basins and ecological impact studies, it will only be possible to differentiate economically favorable from economically unfavorable hydro potentials reliably after such documentation has been prepared. An absolutely precise determination of the boundary between these two categories is not possible because the value of electrical energy is not constant but dynamic.

5.2.1 The technically exploitable potential of the main rivers

In previous investigations, the technically exploitable potential of the waterways in Montenegro has been defined as part of the theoretical potential

tehničkom smislu moguća eksploatacija, odnosno za koji se pouzdano može odrediti prosječna moguća godišnja proizvodnja. Procjena iznosa tehnički iskoristivog potencijala glavnih vodotoka u prirodnom pravcu otjecanja kreće se u rasponu 5,4 do 6,3 TWh (ovisno o varijanti korištenja voda), s tim da je oko 1,7 TWh već u eksploataciji u do sada izgrađenim hidroelektranama. Osim energetskog korištenja vodotoka u njihovom prirodnom pravcu toka, razmatrana je i mogućnost kojom se predviđa prevođenje dijela vode rijeke Tare u rijeku Moraču (22,2 m³/s). U tom slučaju procijenjeni iznos tehnički iskoristivog potencijala kreće se od 6,3 do 6,9 TWh.

Analiza preostalog tehnički iskoristivog hidro potencijala rijeka u Crnoj Gori načinjena je na osnovi planiranih tehničkih rješenja hidroenergetskih objekata u dvije globalne varijante. Varijanta 1 postoji u mnogobrojnim razvojnim programima, planovima i projektnoj dokumentaciji hidroenergetskih objekata Elektroprivrede Crne Gore. Varijanta 2 dana je u službeno usvojenoj Vodoprivrednoj osnovi Crne Gore [5] (usporedo s Varijantom 1). Varijante 1 i 2 razmatraju korištenje hidroenergetskog potencijala na prirodnom pravcu toka i s prevođenjem dijela vode rijeke Tare u rijeku Moraču ($Q = 15,2 \text{ m}^3/\text{s}$ ili $Q = 22,2 \text{ m}^3/\text{s}$).

Varijanta 1, koja je usvojena od strane Elektroprivrede Crne Gore i obuhvaćena Programom razvoja i izgradnje novih elektroenergetskih objekata s prioritetima gradnje Elektroprivrede Crne Gore [6], predviđa izgradnju novih akumulacija i elektrana kako slijedi:

- Tara: akumulacija i HE Ljutica (bez akumulacije HE Tepca) i akumulacije i HE Visoki Žuti Krš, Opasanica, Bakovića Klisura i Trebaljevo,
- Morača: RHE Koštanica, akumulacija i HE Visoko Andrijevo i nizvodne akumulacije i HE Raslovići, Milunovići i Zlatica,
- Lim: akumulacije i HE na glavnom toku Andrijevica, Lukin Vir i Plavsko jezero,
- Čehotina: akumulacija i HE Mekote (bez akumulacije i HE Milovci),
- Piva: akumulacija i HE Komarnica i dvije manje derivacijske HE Pošćenje i Bukovica Šavnik.

Varijanta 2, koja je kao alternativa obuhvaćena Vodoprivrednom osnovom Crne Gore, 2001. godina, predviđa izgradnju novih akumulacija i elektrana kako slijedi:

- Tara: akumulacije i HE Tepca, Mojkovac, Niski Žuti Krš, Mateševo i Opasanica,

for which it has been shown through the preparation of project documentation that exploitation is possible in the technical sense, or for which it is possible to determine potential average annual production reliably. The estimates of the amounts of the technically exploitable potential of the main waterways in their natural course range from 5,4 to 6,3 TWh (depending on the variants of water use), so that approximately 1,7 TWh are being exploited by hydroelectric power plants that have already been built. Besides the use of waterways for energy in their natural course, the possibility has also been considered of redirecting part of the water of the Tara River into the Morača River (22,2 m³/s). In this case, the estimated amount of technically exploitable potential would range from 6,3 to 6,9 TWh.

Analysis of the remaining technically exploitable hydro potential of the rivers in Montenegro has been performed on the basis of the planned technical solutions of the hydro energy facilities in two global variants. Variant 1 exists in many development programs, plans and project documentation for the hydro energy objects of the Electric Power Company of Montenegro. Variant 2 was provided in the officially adopted Water Management Master Plan of Montenegro [5] (comparable to Variant 1). Variants 1 and 2 consider using the hydro energy potential of the natural course of the flow together with the redirected part of the water from the Tara River into the Morača River ($Q = 15,2 \text{ m}^3/\text{s}$ or $Q = 22,2 \text{ m}^3/\text{s}$).

Variant 1, which was adopted by the Electric Power Company of Montenegro and includes the Program for the Development and Construction of New Electrical Energy Facilities with Priority Building of the Electric Power Company of Montenegro [6], anticipates the construction of new storage reservoirs and electrical power plants, as follows:

- Tara: the Ljutica Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant (without the storage reservoir of the Tepca Hydroelectric Power Plant), and the storage reservoirs and hydroelectric power plants of Visoki Žuti Krš, Opasanica, Bakovića Klisura and Trebaljevo,
- Morača: the Koštanica Reversible Hydroelectric Power Plant, the Visoko Andrijevo Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant, and the downriver storage reservoirs and hydroelectric power plants of Raslovići, Milunovići and Zlatica,
- Lim: on the main course, storage reservoirs and hydroelectric power plants of Andrijevica, Lukin Vir and Plavsko jezero,
- Čehotina: the Mekote Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant (without the Milovci Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant),
- Piva: the Komarnica Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant, and two smaller derivation hydroelectric power plants Pošćenje and Bukovica Šavnik.

- Morača: akumulacija i HE Nisko Andrijevo, uzvodna akumulacija i HE Dubravica, akumulacija i HE Grla, te nizvodne akumulacije i HE Raslovići, Milunovići i Zlatica (kao u Varijanti 1),
- Lim: višenamjenske akumulacije i HE na pritocima, a na glavnom toku samo kanalske protočne HE,
- Čehotina: akumulacija Milovci i derivacijska HE u rijeku Taru,
- Piva: akumulacije (kao u Varijanti 1), HE Šavnik s derivacijom iz akumulacije na rijeci Bijela i HE Timar s akumulacijom na rijeci Bukovici.

U obje varijante ista su rješenja za Ibar sa HE Bać i za HES Buk Bijela na rijeci Drini. Obje varijante su uvjetne, a moguće je i kombiniranje varijantnih rješenja na pojedinim rijekama (onih koja su međusobno neovisna).

U tablici 7 dan je pregled preostalog tehnički iskoristivog potencijala glavnih vodotoka za varijantu 1 i 2, i to u prirodnom pravcu toka, te za slučaj prevođenja dijela voda Tare u Moraču, prema podacima iz Vodoprivredne osnove Crne Gore [5].

Varijant 2, which as an alternative includes the Water Management Master Plan of Montenegro, 2001, predicts the construction of new reservoirs and power plants, as follows:

- Tara: the storage reservoirs and hydroelectric power plants of Tepca, Mojkovac, Niski Žuti Krš, Mateševo and Opasanica,
- Morača: the Nisko Andrijevo Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant, the upriver Dubravica Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant, the Grla Storage Reservoir and Hydroelectric Power Plant, and the downriver storage reservoirs and hydroelectric power plants of Raslovići, Milunovići and Zlatica (as in Variant 1),
- Lim: multipurpose storage reservoirs and hydroelectric power plants on the tributaries, and on the main course only channel run-off-river hydroelectric power plants,
- Čehotina: the Milovci Storage Reservoir and derivation Hydroelectric Power Plant to the Tara River,
- Piva: storage reservoirs (as in Variant 1), the Šavnik Hydroelectric Power Plant with a derivation from the storage reservoir on the Bijela River and the Timar Hydroelectric Power Plant with a storage reservoir on the Bukovica River.

In both variants, the solutions are the same for Ibar with the Bać Hydroelectric Power Plant and for the Buk Bijela Hydroenergy System on the Drina River. Both variants are conditional and it is possible to combine variant solutions on individual rivers (those which are mutually independent).

Table 7 presents the remaining technically exploitable potential of the main waterways for Variants 1 and 2, in the natural direction of flow and for the case of the diverted part of the water of the Tara River into the Morača River, according to data from the Water Management Master Plan of Montenegro [5].

Tablica 7 – Preostali tehnički iskoristivi hidroenergetski potencijal glavnih vodotoka za varijantu 1 i 2, u prirodnom pravcu toka i uz prevođenje voda Tare u Moraču [3]
Table 7 – Remaining technically exploitable hydroenergy potential of the main waterways for Variants 1 and 2, in the natural direction of flow and the redirected water of the Tara River into the Morača River [3]

Rijeka / River	Pravac prirodnog oticanja / Natural river course		Prevođenje voda / Diverted water			
	Varijanta 1 / Variant 1	Varijanta 2 / Variant 2	Varijanta 1 / Variant 1		Varijanta 2 / Variant 2	
			22,2 m ³ /s	15,2 m ³ /s	22,2 m ³ /s	15,2 m ³ /s
(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	
Tara	803	1 326	1 420	1 169	1 650	1 453
Morača	1 198	1 332	1 564	1 448	1 708	1 590
Lim	826	933	826	826	933	933
Čehotina	136	218	136	136	218	218
Piva	316	365	316	316	365	365
Ibar	48	48	48	48	48	48
Buk Bijela (1/3)	380	380	330	345	330	345
Ukupno / Total	3 707	4 602	4 639	4 288	5 252	4 952

Iz tablice 7 je vidljivo da se prevođenjem dijela vode rijeke Tare u rijeku Moraču potencijal povećava u odnosu na zamišljeno stanje s prirodnim pravcem toka, a isto se može reći i za Varijantu 2, kojom se postiže bolja energetska iskorištenost vodotoka.

5.2.2 Tehnički iskoristivi potencijal u malim hidroelektranama

U dosadašnjim planskim dokumentima bruto hidro potencijal na manjim vodotocima je procjenjivan na oko 800 – 1 000 GWh, od čega se ocjenjuje da je realno iskoristiv potencijal malih hidroelektrana oko 400 GWh. Ta procjena je dana na osnovi ocjene dosta oštih ekoloških i prostornih ograničenja koja se postavljaju na nizu malih vodotoka.

Ovdje je, radi cjelovitosti, bitno naglasiti da na iznos procijenjenog tehnički iskoristivog potencijala malih hidroelektrana (oko 400 GWh) ne utječu režimi korištenja vodotoka, kao ni dvije spomenute varijante pa se, radi dobivanja informacije o ukupnom tehnički iskoristivom potencijalu svih vodotoka u Crnoj Gori, potencijal malih hidroelektrana kao takav može jednostavno dodati potencijalu za bilo koju varijantu, iz čega slijedi tablica 8.

From Table 7, it is evident that the diverted part of the Tara River into the Morača River has a potential for increase in comparison to the envisioned situation with the natural direction of flow, and the same can also be said for Variant 2, according to which better energy exploitation of the waterways can be achieved.

5.2.2 Technically exploitable potential in small hydroelectric power plants

In the planning documents up to now, the gross hydro potential for minor waterways has been estimated at approximately 800 – 1 000 GWh, of which it is estimated that the real exploitable potential of the small hydroelectric power plants is approximately 400 GWh. This estimate has been prepared on the basis of the evaluation of the fairly rigid ecological and physical limitations on the series of small waterways.

Here, for purposes of comprehensiveness, it is necessary to point out that the amount of estimated technically exploitable potential of the small hydroelectric power plants (approximately 400 GWh) is not affected by the regime of exploiting the waterways or the two previously mentioned variants so that, with the goal of obtaining information on the total technically exploitable potential of all the waterways in Montenegro, the potential of the small hydroelectric power plants as such can simply provide potential for any variant whatsoever, as seen in Table 8.

Tablica 8 – Preostali tehnički iskoristivi hidroenergetski potencijal svih vodotoka (u ovisnosti o varijanti) [3]
Table 8 – Remaining technically exploitable hydroenergy potential of all the waterways (depending on the variant) [3]

Preostali tehnički iskoristivi potencijal svih vodotoka / Remaining technically exploitable potential of all the waterways	U prirodnom pravcu toka / In the natural river course	S prevođenjem dijela vode rijeke Tare u rijeku Moraču / With the diverted part of the water from the Tara River into the Morača River
	(GWh)	22,2 m ³ /s (GWh)
Varijanta 1 / Variant 1	4 107	5 039
Varijanta 2 / Variant 2	5 002	5 652

5.2.3 Tehnički iskoristivi potencijal izvan granica Crne Gore

Hidroenergetski sustav Buk Bijela najmanje je sporan s aspekta usuglašenosti raspodjele potencijala, budući da je dogovorom između Republike Crne Gore i Republike Srpske određeno da Crnoj Gori pripada oko 1/3 potencijala (odnosno oko 450 GWh) koji se realizira u HE Buk Bijela, budući da bi se uspor njezine akumulacije prenosio više kilometara na teritoriju Crne. Odgovarajući dio potencijala koji bi se realizirao u toj elektrani

5.2.3 Technically exploitable potential outside the borders of Montenegro

The Buk Bijela Hydroenergy System is the least controversial regarding agreement on the allocation of potentials, since pursuant to a contract between the Republic of Montenegro and the Republika Srpska it has been stipulated that Montenegro is entitled to approximately 1/3 of the potential (i.e. approximately 450 GWh) that is generated in the Buk Bijela Hydroelectric Power Plant, since backwater could extend several kilometers on the territory of Montenegro. The corresponding part of the potential that would be achieved in this power

uračunat je u procjene tehnički iskoristivog potencijala prikazanog u tablici 7. Problem kod realizacije tog objekta je u stavu crnogorske javnosti kako je takav zahvat u kanjonu Tare neprihvatljiv s ekološkog aspekta. Takav je stav formuliran i kroz Deklaraciju o zaštiti rijeke Tare, usvojenu u Skupštini Republike Crne Gore 2004. godine, radi koje su daljnje aktivnosti na realizaciji projekta morale biti zaustavljene.

Kod planiranih objekata na rijeci Čehotini spominju se dva objekta u graničnom području s Bosnom i Hercegovinom, a koji se međusobno isključuju: HE Vikoč i HE Milovci. Nizvodni objekt HE Vikoč (na teritoriju Bosne i Hercegovine) u novije vrijeme se ne spominje, pa se tako ne nalazi niti u jednoj od dvije varijante iz Vodoprivredne osnove Crne Gore [5]. Za HE Milovci (koja je sastavni dio Varijante 2) za sada još ne postoji sporazum o podjeli hidroenergetskog potencijala, pa se za taj potencijal ovdje pretpostavlja da u potpunosti pripada Crnoj Gori (uračunato u tablici 7).

U planskoj i ostaloj dokumentaciji [7] spominje se i objekt HE Brodarevo u smislu realizacije potencijala u pograničnom području. Riječ je o hidroenergetskom objektu na rijeci Lim, koji bi bio izgrađen u Republici Srbiji, a uspor akumulacije se proteže na teritorij Crne Gore.

Projektni parametri elektrane su sljedeći: kota uspora 540 m.n.m., snaga 50,4 MW, očekivana godišnja proizvodnja 200,4 GWh. Što se tiče kote akumulacije i njenog pružanja na teritoriju Crne Gore, kota 540 m.n.m. pruža se u kanjonskom području i doseže do nizvodnog dijela Bjelopoljske doline (oko 1 km uzvodno od ušća rijeke Bistrice u Lim čija je kota 537 m.n.m.). Tu je dokumentaciju EPS pokušao aktualizirati 2002. godine, međutim do realizacije nije došlo. Prema informacijama iz EPCG, kod te hidroelektrane još ne postoji sporazum o podjeli hidroenergetskog potencijala, pa se do postizanja takvog sporazuma može smatrati da u planovima EPS-a ovaj objekt ostaje kako je projektiran, uz potrebu dogovora s Crnom Gorom oko njegove realizacije.

5.2.4 Zaključno o hidroenergetskom potencijalu
Ovim poglavljem obrađen je pregled postojećeg hidro potencijala Crne Gore s planiranim hidroelektranama. Korišteni podaci (kao kombinacija korištenja različitih podloga) uglavnom se baziraju na podacima iz Vodoprivredne osnove Crne Gore, osim u dijelu procijenjenog potencijala malih hidroelektrana i potencijala izvan granica Crne Gore.

plant is calculated in the estimate of the technically exploitable potential presented in Table 7. The problem in the construction of this facility is in the attitude of the Montenegrin public that this undertaking in the Tara Canyon is unacceptable from the ecological aspect. This position has also been formulated through the Declaration on the Protection of the Tara River, adopted by the Parliament of the Republic of Montenegro in the year 2004, due to which further activities on the realization of the project had to be stopped.

For the planned facilities on the Čehotina River, two facilities are mentioned in the border region with Bosnia and Herzegovina, which are mutually exclusive: the Vikoč Hydroelectric Power Plant and the Milovci Hydroelectric Power Plant. The downriver facility of the Vikoč Hydroelectric Power Plant (on the territory of Bosnia and Herzegovina) has not been mentioned recently, so it does not occur in either of the two variants from the Water Management Master Plan of Montenegro [5]. For the Milovci Hydroelectric Power Plant (which is an integral part of Variant 2), for now there is no agreement on the division of the hydro energy potential. Therefore, this potential is assumed here to belong completely to Montenegro (as calculated in Table 7).

In planning and other documentation [7], there is also mention of the facility of the Brodarevo Hydroelectric Power Plant in the sense of the realization of the potential in the border region. This concerns a hydro energy facility on the Lim River, which would be built in the Republic of Serbia, backwater would extend to the territory of Montenegro.

The project parameters of the power plant are as follows: the elevation of 540 meters above sea level, power rating of 50,4 MW and anticipated annual production of 200,4 GWh. Regarding the elevation of the reservoir and its extension onto the territory of Montenegro, the elevation of 540 meters above sea level extends into the canyon and reaches the downriver part of Bjelopoljska Valley (approximately 1 km upriver from the mouth of the Bistrice River in Lim, the elevation of which is 537 meters above sea level). The Electric Power Company of Serbia attempted to implement this documentation in the year 2002. However, it was not implemented. According to information from the Electric Power Company of Montenegro, regarding this hydroelectric power plant there is still no agreement on the division of the hydro energy potential, so that until such an agreement is reached, it can be assumed that the plans of the Electric Power Company of Serbia for this facility remain as designed, together with the necessity of reaching an agreement with Montenegro regarding their implementation.

5.2.4 Conclusion regarding hydroenergy potential
This chapter is a review of the existing hydro potential of Montenegro and the planned hydroelectric power

Može se reći da je postojeća dokumentacija koja obrađuje hidro potencijal Crne Gore (studije i projekti za pojedine objekte koji su različite razine obrade) zastarjela. U tom smislu, u ovom trenutku manje je bitna određena nekonzistentnost u grupiranju potencijala s obzirom na vodotoke, odnosno pritoke. Veću težinu treba dati ažuriranju tehničkih rješenja s obzirom na nove okolnosti. U proteklom vremenu došlo je do značajnijih promjena duž vodotoka koje uvjetuju mogućnost izgradnje, o čemu treba voditi računa prilikom izbora kandidata za izgradnju. Postojeće koncepcije iskorištenja vodotoka su suočene s raznim ograničenjima i teško se mogu realizirati, što uvjetuje potrebu za novom analizom tehnički iskoristivog hidro potencijala i što skorije započinjanje radova na tim poslovima. Ipak, kao glavni imperativ postavlja se definiranje realno iskoristivog potencijala, imajući u vidu sve glasnije zahtjeve ekologa o upitnosti realizacije nekih projekata, tako da sama vrijednost tehnički iskoristivog potencijala može dati lažnu sliku o stvarnim mogućnostima realizacije. Imajući u vidu opredjeljenje Crne Gore kao ekološke države, tek definiranjem ekološki prihvatljivog potencijala (što je zahtjevan i dugotrajan posao) moći će se s prihvatljivom sigurnošću izvršiti valorizacija realnih mogućnosti gradnje hidroelektrana u Crnoj Gori.

5.3 TE na ugljen

Dosadašnja istraživanja i postojeći status korištenja ukazuju na to da ugljen predstavlja najznačajniji neobnovljivi energetske resurs u Crnoj Gori, a po svemu sudeći takvu će ulogu zadržati i u budućim desetljećima. Rezerve ugljena u Crnoj Gori zahvaćaju mrko-lignitni ugljen u širem području Pljevalja, te mrki ugljen na prostoru općine Berane. Rezerve ugljena potpuno su definirane u pljevaljskom području, a nedovoljno u beranskom.

Eksploatacijske rezerve ugljena na pljevaljskom području iznose oko 200 milijuna tona. Prosječna ogrjevna vrijednost ugljena pljevaljskih bazena je oko 10,4 MJ/kg, a u maočkom bazenu 12,3 MJ/kg. Ukupne pretpostavljene eksploatacijske rezerve beranskog bazena iznose oko 18,5 milijuna tona, uz višestruko veće izvanbilančne rezerve. Prosječna ogrjevna vrijednost ugljena u beranskom bazenu je 13,68 MJ/kg.

Očekuje se da dominantna uporaba ugljena u Crnoj Gori bude potrošnja u termoenergetskim postrojenjima za proizvodnju električne i eventualno toplinske energije. Proizvodnja električne energije na bazi ugljena za sada predstavlja najbolji način valorizacije ovog energetskeg resursa.

plants. The data used (as a combination of various databases) are chiefly based upon information from the Water Management Master Plan of Montenegro, except the section on the estimated potential of small hydroelectric power plants and potential outside the borders of Montenegro.

It can be said that the existing documentation that discusses the hydro potential of Montenegro (studies and projects for individual facilities at various levels) is obsolete. In this sense, a certain lack of consistency in the grouping of potentials is less important at this moment regarding the waterways or tributaries. More weight should be afforded to bringing the technical solutions up to date, according to the new circumstances. In recent times, there have been significant changes along the waterways that affect construction possibilities, which must be taken into account when choosing a candidate for construction. The existing concepts of exploiting waterways are subject to various limitations and it is difficult to implement them, necessitating new analysis of the technically exploitable hydro potential and the beginning of work on these projects as soon as possible. Nonetheless, the principal imperative is the definition of the actual exploitable potential, bearing in mind the ever louder demands of ecologists regarding the controversial nature of the implementation of some projects, so that only the value of the technologically exploitable potential could provide a false picture of the actual possibilities for implementation. Bearing in mind Montenegro's orientation as an ecological state, with the definition of the ecologically acceptable potential (which is a demanding and long task), it will be possible to perform the valorization of the actual possibilities for the construction of hydroelectric power plants in Montenegro with acceptable certainty.

5.3 Coal-burning thermoelectric power plants

Investigations to date and the existing status of exploitation show that coal represents the most significant non-renewable energy resource in Montenegro, and by all indications it will maintain this role in the coming decades. Coal reserves in Montenegro include lignite (brown coal) in the general area of Pljevlja, and brown coal in the area of the municipality of Berane. The coal reserves have been completely defined in the Plevlja area and insufficiently defined in the Berane area.

The exploitable coal reserves in the Pljevlja area amount to approximately 200 million tons. The average calorific value of the coal from the Pljevlja basin is approximately 10,4 MJ/kg, and in the Maočka basin 12,3 MJ/kg. The total assumed exploitable reserves of the Berane basin amount to approximately 18,5 million tons, with several times higher contingent reserves. The average calorific value of coal in the Berane basin is 13,68 MJ/kg.

It is expected that the dominant use of coal in Montenegro will be consumption in thermal energy

Rezerve ugljena u pljevaljskom području mogu zadovoljiti potrebe termoenergetskih postrojenja za proizvodnju električne i toplinske energije, kao i za široku i industrijsku potrošnju u Crnoj Gori u idućih 70 do 80 godina. Geološke rezerve ugljena u beranskom bazenu zahtijevaju dodatne istražne radove radi povećanja eksploatacijskih rezervi.

Trenutačno stanje poduzeća za eksploataciju ugljena je problematično, kao posljedica restrukturiranja gospodarstva i nestanka velikih potrošača ugljena. Stoga se ulažu napor da se kroz procese privatizacije rudnika osigura njihovo dugoročno stabilno poslovanje. Rudnik ugljena Pljevlja raspolaže proizvodnim kapacitetom od 1,5 milijuna tona godišnje, od čega 1,35 milijuna tona koristi TE Pljevlja, a 150 tisuća tona široka potrošnja. Rudnik ugljena Ivangrad – Berane u novije vrijeme radio je s kapacitetom od oko 65 tisuća tona godišnje, s tim da je posljednjih nekoliko godina proizvodnja u zastoju zbog velikih poslovnih problema.

Energetski potencijal ugljena u Crnoj Gori moguće je u budućnosti kvalitetno realizirati proizvodnjom električne i toplinske energije, što će najviše ovisiti o strategiji razvoja elektroenergetskog sustava, točnije njegovog proizvodnog dijela. Zbog realnih okolnosti, proširenje kapaciteta očekuje se u pljevaljskom bazenu, a to za sobom povlači i odgovarajuće povećanje kapaciteta postrojenja za eksploataciju ugljena. U beranskom bazenu preduvjeti za izgradnju elektrane su nepovoljniji, zbog neistraženosti rezervi i nepostojanja osnovne infrastrukture kao u slučaju TE Pljevlja. U slučaju izgradnje novog izvora na pljevaljskom području, očekuje se povećanje kapaciteta proizvodnje ugljena za 1 – 1,5 milijun tona godišnje kroz razdoblje od 4 – 5 godina. U slučaju gradnje elektrane na beranskom području potrebni kapacitet tamošnjeg rudnika bi bio oko 600 tisuća tona, što bi se moglo dostići kroz razdoblje od 3 – 4 godine.

5.3.1 TE Pljevlja 2

Kao što je već spomenuto, prilikom izgradnje i puštanja u pogon prvog bloka TE Pljevlja 1982. godine, velik dio izgrađene infrastrukture dimenzioniran je za zajednički pogon oba bloka. Osim toga, na području Pljevalja postoje značajne i dobro istražene zalihe ugljena potrebnog za pogon oba bloka termoelektrane. Iz ova dva razloga lokacija TE Pljevlja je svakako prvi kandidat za izgradnju novog termoenergetskog bloka u Crnoj Gori [8].

plants for the production of electricity and eventually heat energy. The production of electrical energy based on coal represents the best manner of evaluating this energy resource. Coal reserves in the Plevlja area can meet the requirements of thermal energy plants for the production of electrical and heat energy, as well as for general and industrial consumption in Montenegro for the next 70 to 80 years. The geological reserves of coal in the Berane basin require additional exploration for increasing the exploitable reserves.

The current state of the enterprises for the exploitation of coal is problematic, as a consequence of the restructuring of the economy and the disappearance of large consumers of coal. Therefore, efforts are being invested so that the mines will be assured long-term stable operations through the process of privatization. The Pljevlja Coal Mine has an available production capacity of 1,5 million tons annually, of which 1,35 million tons are used by the Pljevlja Thermoelectric Power Plant and 150 000 tons are for general consumption. The Ivangrad – Berane Coal Mine in recent times has operated at a capacity of approximately 65 000 tons annually, with production stagnating in the past several years due to major operational problems.

The energy potential of coal in Montenegro can be realized in the future through the production of electrical and heat energy, which mostly depends upon the development strategy for the electrical energy system, more precisely its production aspect. Due to the actual circumstances, expansion of capacities is anticipated in the Pljevlja basin, which brings with it the corresponding increased capacity of plants for the exploitation of coal. In the Berane basin, the prerequisites for the construction of a power plant are unfavorable, due to the unexplored reserves and the lack of basic infrastructure, as in the case of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant. In the event of the construction of a new source in the Pljevlja area, an increase in the production capacity of coal by 1 – 1,5 million tons annually over a period of 4 – 5 years is anticipated. In the event of the construction of a power plant in the Berane area, the necessary capacity of the mine there would be approximately 600 000 tons, which could be achieved in a period of 3 – 4 years.

5.3.1 The Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant

As previously mentioned, during the building and placing into operation of the first block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant in the year 1982, a large part of the constructed infrastructure was dimensioned according to the joint operation of both blocks. Moreover, in the Pljevlja area there are significant and well explored coal reserves necessary for the operations of both blocks of the thermoelectric power plant. For these two reasons, the location of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant is certainly the first candidate for the construction of a new thermal energy block in Montenegro [8].

Izgradnjom prvog bloka TE Pljevlja izvedeni su radovi na sljedećim objektima zajedničkim za oba bloka:

- lučno-betonska brana Otilovići visine 59 m, koja osigurava potrebnu količinu vode za rad blokova 1 i 2,
- dovodni cjevovod od brane do termoelektrane duljine 8 km,
- dimnjak visine 250 m,
- doprema ugljena,
- mazutna stanica,
- pomoćna kotlovnica,
- kemijska priprema vode,
- bager stanica (građevinski dio),
- skladišta i radionice,
- upravna zgrada i laboratoriji,
- regulacija rijeke Vezišnice,
- podstanica za kiselinsko pranje,
- transformator 32 MVA,
- mosna dizalica 100/20 u strojarnici,
- postrojenje za pročišćavanje otpadnih voda,
- rasklopno postrojenje.

Lokacija drugog bloka predviđena je na odobrenoj lokaciji bloka 1 i dispozicijom idejnog projekta TE 2 x 210 MW. Na osnovi predračuna investicijskih ulaganja za izgradnju bloka 2 iz 1978. godine i stvarno izvedenih radova tijekom izgradnje bloka 1 TE Pljevlja, procjena vrijednosti zajedničkih objekata iznosi 66,6 milijuna USD.

Za pogon prvog bloka TE Pljevlja snage 210 MW (225 MW nakon rekonstrukcije) koristi se ugljen iz pljevaljskog bazena. Godišnja potrošnja ugljena zajamčene kvalitete od 9 211 kJ/kg za 6 000 sati rada godišnje iznosi oko 1,35 milijuna tona. S obzirom da se od 2007. planira potpuni prelazak na korištenje ugljena iz PK Potrlica, ogrjevne vrijednosti od oko 10,7 MJ/kg, a i s obzirom na planirano povećanje učinkovitosti kotla u termoelektrani, za godišnji rad termoelektrane (proizvodnja oko 1 000 GWh) trebat će nešto manje, odnosno oko 1,1 milijun tona ugljena. Za preostali životni vijek prvog bloka potrebno je stoga osigurati ukupno još oko 20 milijuna tona ugljena. Za pogon drugog bloka sličnih karakteristika, uz pretpostavljeni životni vijek od 40 godina, trebalo bi oko 45 milijuna tona ugljena navedenih parametara.

Kako pljevaljski bazen raspolaže s oko 65 milijuna tona eksploatacijskih rezervi, od čega će jedan dio biti usmjeren za široku potrošnju, količine ugljena pljevaljskog bazena nisu dovoljne za potpunu opskrbu dva bloka sličnih karakteristika za vrijeme trajanja njihovog životnog vijeka.

With the construction of the first block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant, work was performed on the following facilities for both blocks:

- the Otilovići concrete arch dam, 59 m in height, that secures the necessary amount of water for the operations of Blocks 1 and 2,
- pipeline from the dam to the thermoelectric power plant, 8 km in length,
- a chimney, 250 m tall,
- coal transport,
- mazut station,
- auxiliary boiler room,
- chemical preparation of water,
- excavator station (construction part),
- warehouse and workshops,
- administrative building and laboratories,
- regulation of the Vezišnica River,
- substation for acid washing,
- 32 MVA transformer,
- 100/20 crane in the engine room,
- plant for the cleaning of waste waters, and
- switchgear.

The location of the second block is anticipated at the approved location for Block 1 and according to the Preliminary Design for the Thermoelectric Power Plant, 2 x 210 MW. On the basis of the estimated investments in the construction of Block 2 from the year 1978 and the actual work performed during the construction of Block 1 of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant, the estimated value of facilities for both blocks amounts to 66,6 million USD.

For the operation of the first block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant, with a 210 MW power rating (225 MW after reconstruction), coal from the Pljevlja basin is used. The annual consumption of coal of guaranteed quality of 9 211 kJ/kg for 6 000 hours of operations annually amounts to approximately 1,35 million tons. Taking into account that starting in 2007 a full transition is planned to the use of coal from Potrlica Coal Mine of a calorific value of approximately 10,7 MJ/kg, and taking account the planned increased efficiency of the boiler in the thermoelectric power plant, for the annual operation of the thermoelectric power plant (generation of approximately 1 000 GWh) somewhat less will be required, i.e. approximately 1,1 million tons of coal. For the remaining lifetime of the first block, it will therefore be necessary to secure a total of approximately 20 million tons of coal. For the operation of the second block of similar characteristics, assuming a lifetime of 40 years, approximately 45 million tons of coal of the stated parameters will be required.

Since the Pljevlja basin has approximately 65 million tons of exploitable reserves available, of which one part will be oriented toward general consumption, the quantities of coal from the Pljevlja basin are not sufficient for the complete supply of the two blocks of similar characteristics for the duration of their lifetimes.

Eksploatacijske rezerve u obližnjem bazenu Maoče, s druge strane, iznose oko 113 milijuna tona ugljena ogrjevne vrijednosti od 12,3 MJ/kg. Tako bi za proizvodnju električne energije za jedan blok (snage 225 MW) bilo potrebno oko milijun tona ugljena iz maočkog bazena godišnje. Pretpostavi li se životni vijek bloka od 40 godina (u što je uračunato i produljenje nakon revitalizacije), može se zaključiti kako je za pogon drugog bloka potrebno osigurati ukupno oko 40 milijuna tona ugljena iz maočkog bazena. No, maočki je ugljen dislociran u odnosu na već postojeći kompleks TE Pljevlja (udaljenost iznosi oko 25 km), pa bi za njegovo korištenje bilo potrebno ili osigurati transport do postojeće lokacije TE Pljevlja, uz nešto veću cijenu ugljena na ulazu u elektranu, ili izgraditi elektranu na maočkom području, što bi bila skuplja varijanta s obzirom na investicije.

Prema raspoloživim informacijama, uvjeti eksploatacije u ležištu Maoče takvi su da se smatra da je ekonomična eksploatacija u tom ležištu ostvariva tek uz relativno visoku razinu godišnje proizvodnje (oko 2 – 3 milijuna tona). Te količine ugljena bile bi dovoljne za opskrbu jednog velikog termoelektrarnog bloka, npr. snage 300 MW do 500 MW, koju bi u tom slučaju bilo najisplativije izgraditi na samoj lokaciji Maoče. Eksploatacijske rezerve ugljena u ležištu Maoče dovoljne su za opskrbu ugljenom termoelektrane te veličine.

Zbog raspoloživih količina ugljena u pojedinim ležištima pljevaljske regije, prema do sada usvojenim planskim dokumentima vezanim uz izgradnju drugog bloka TE Pljevlja pretpostavlja se da će budući drugi blok koristiti ugljen s ležišta Maoče. Prema Programu dugoročne stabilizacije EPCG, potrebne investicije za otvaranje rudnika ugljena Maoče iznose 106,9 milijuna eura. Uz pretpostavljenu proizvodnju od oko 1 milijun tona ugljena godišnje, cijena ugljena iznosila bi 28,8 EUR/t. Predviđeni rok izgradnje ovog rudnika je 7 godina. Pritom nije do kraja riješeno pitanje transporta ugljena od ležišta do elektrane, a još je donekle otvoreno i pitanje lokacije (Maoče ili pri postojećem bloku TE Pljevlja 1).

Za definiranje nužnih tehničko-ekonomskih parametara koji utječu na odluku o izgradnji, potrebno je uraditi dodatnu dokumentaciju vezanu uz definiranje kapaciteta i tehnologije eksploatacije ugljena u maočkom bazenu, iz koje će proizaći i cijena ugljena iz ovog bazena, te se definirati trajanje i potrebna sredstva za otvaranje kopa.

Uzevši u obzir spremnost lokacije, postojeću investicijsko-tehničku dokumentaciju, izgrađenost zajedničkih objekata i iskustva kadrova koji

The exploitable reserves in the nearby Maoča basin, on the other hand, amount to approximately 113 million tons of coal, with a calorific value of 12,3 MJ/kg. For the production of electrical energy for one block (power rating of 225 MW), approximately one million tons of coal from the Maoča basin would be needed annually. If the lifetime of a block is assumed to be 40 years (including prolongation following revitalization), it can be concluded that for the operation of the second block it would be necessary to secure a total of approximately 40 million tons of coal from the Maoča basin. However, Maoča coal is at a distance of approximately 25 km from the already existing complex of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant. In order to use it, transport would have to be secured to the existing location of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant, with a somewhat higher price for coal at the entrance to the power plant, or a power plant would have to be built in the Maoča area, which would be a more expensive variant, taking investments into account.

According to available information, the conditions for exploitation in the Maoča deposit are such that it is believed that the economical exploitation of this deposit is only possible with a relatively high level of annual production (approximately 2 – 3 million tons). These quantities of coal would be sufficient for the supply of one large thermal energy block, for example with a power rating of 300 to 500 MW, which in this case would be the most economical to build at the Maoča location. The exploitable reserves of coal in the Maoča deposit are sufficient to supply coal for a thermoelectric power plant of this size.

Due to the available quantities of coal in the individual deposits of the Pljevlja region, according to the planning documentation adopted thus far in connection with the construction of the second block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant, it is assumed that the future second block will use coal from the Maoča deposit. According to the Program for the Long-Term Stabilization of the Electric Power Company of Montenegro, the necessary investments for opening the Maoča Coal Mine would amount to 106,9 million euros. Assuming production of approximately 1 million tons of coal annually, the price of coal would amount to 28,8 EUR/t. The anticipated period for the construction of this mine is 7 years. Furthermore, the question regarding the transport of coal from the deposit to the power plant has not been finally resolved and the question of location is still somewhat open (Maoča or at the existing block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant 1).

For defining the necessary technical-economic parameters that affect the construction decision, it is necessary to prepare additional documentation connected with defining the capacities and technology for the exploitation of coal in the Maoča basin, from which the price of coal from this basin will be derived, and to define the duration and funds needed for opening the mine.

su gradili blok 1, trajanje izgradnje bloka 2 procjenjuje se na 4 godine, računajući i pripreme radove. Na osnovi vrijednosti izgrađenih objekata, preliminarnih ponuda za izgradnju bloka 2, potrebnih ulaganja za rješavanje ekoloških pitanja tog prostora i iskustva u gradnji bloka 1 procjenjuje se da su ukupna potrebna ulaganja u blok 2 TE Pljevlja oko 120 milijuna eura. No, na osnovi iskustva, činjenice da su postojeće analize pomalo zastarjele (a i provedene su za blok snage 210 MW), ocijenjeno je realnijim računati s nešto većim investicijama, pa su proračuni rađeni i s investicijama u visini 135 milijuna eura, što, međutim, nije utjecalo na rezultate proračuna, u smislu redosljeda izgradnje ove elektrane. Ove investicije obuhvaćaju samo sredstva za izgradnju bloka elektrane, bez sredstava za otvaranje rudnika.

Cijena ugljena iz ležišta Maoče za rad bloka 2 pretpostavljena je u iznosu od 28,77 EUR/t, ili 2,3 EUR/GJ [9].

5.3.2 TE Berane

Kako bi se kvalitetno iskoristio energetska potencijal ugljena u beranskom bazenu, kao kandidat za buduću izgradnju u obzir je uzeta i termoelektrana Berane. Pritom treba naglasiti kako je budućnost termoelektrane na beranski ugljen uvjetovana poboljšanjem stanja istraženosti bilančnih rezervi ugljena. Uz tu pretpostavku, termoelektrana Berane može figurirati kao kandidat za buduću izgradnju.

Lokacija TE Berane predviđa se na periferiji grada Berana, u industrijskoj zoni, gdje su već locirani drugi industrijski objekti. Plato predviđen za smještaj termoelektrane nalazi se između tvornice celuloze i ciglane, udaljen oko 800 – 1 000 m od rijeke Lim, u neposrednoj blizini puta Berane – Rožaje. Samo područje nalazi se na 630 m nadmorske visine. Izvor vode za potrebe tehnološkog procesa proizvodnje električne i/ili toplinske energije može se osigurati iz rijeke Lim, za što je potrebno još provesti istraživanja vodnog režima rijeke na tom profilu.

Na prostoru općine Berane utvrđeno je postojanje mrkog ugljena i to u dva bazena: beranskom (ležišta Petnjik, Berane, Zagorje i Budimlje, u kome je završena eksploatacija) i poličkom (ležište Polica). Ukupne geološke rezerve procjenjuju se na oko 158 milijuna tona, od čega se zbog nedovoljne istraženosti samo 33,5 milijuna tona prikazuju kao bilančne, a 18,5 milijuna tona kao eksploatacijske rezerve.

Taking into account the preparedness of the location, the existing investment-technical documentation, the previously constructed joint facilities and the experience of the personnel who built Block 1, the duration of the construction of Block 2 is estimated at 4 years, including preparatory work. On the basis of the value of the constructed facilities, the preliminary bid for the construction of Block 2, the necessary investments for resolving the ecological questions of that area and the experience in the construction of Block 1, it is estimated that the total necessary investment in Block 2 of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant would be 120 million euros. However, on the basis of experience and the fact that the existing analyses are somewhat out of date (they were also performed for the a block with a power rating of 210 MW), it was considered more realistic to count on somewhat larger investments, so that estimates were made with investments in the amount of 135 million euros, which, however, did not affect the results of the estimates in the sense of the sequence of the construction of this power plant. These investments only cover funds for the construction of a block of the power plant, not including funds for opening the mine.

The price of coal from the Maoča deposit for the operation of Block 2 is assumed to amount to 28,77 EUR/t or 2,3 EUR/GJ [9].

5.3.2 The Berane Thermoelectric Power Plant

In order to exploit the energy potential of the coal in the Berane basin, the Berane Thermoelectric Power Plant was taken into consideration as a candidate for future construction. It should be emphasized that the future thermoelectric power plant using Berane coal would be conditional upon the improvement in the situation regarding the exploration of the reserve coal balances. With this assumption, the Berane Thermoelectric Power Plant could figure as a candidate for future construction.

The location of the Berane Thermoelectric Power Plant would be at the periphery of the city of Berane, in the industrial zone, where other industrial facilities are already located. The plateau foreseen for the location of the thermoelectric power plant is located between a cellulose factory and a brickworks, at a distance of approximately 800 – 1000 m from the Lim River, in the immediate vicinity of the Berane – Rožaje route. The area is located at 630 m above sea level. The source of water necessary for the technological process of the generation of electrical and/or thermal energy could be secured from the Lim River, for which it would be still necessary to conduct an investigation of the water regime of the river at this profile.

In the territory of the municipality of Berane, the existence of brown coal has been determined in two basins: Berane (the deposits of Petnjik, Berane, Zagorje and Budimlje, in which exploitation has been

Pretpostavljeni su sljedeći parametri buduće TE Berane:

- instalirana snaga: 125 MW,
- snaga na pragu: 110 MW,
- specifična potrošnja topline: 11 540 kJ/kWh ($\eta = 31,2\%$),
- srednja ogrjevna vrijednost ugljena: 13 970 kJ/kg,
- specifična potrošnja ugljena: 0,83 kg/kWh,
- investicije u izgradnju elektrane: 109,5 milijuna eura,
- cijena ugljena: 26,03 EUR/t,
- životni vijek elektrane: 30 godina,
- trajanje izgradnje: 4 godine.

Prema gornjim podacima, uz pretpostavku rada od 6 000 sati godišnje, se može procijeniti da su trenutačno poznate eksploatacijske rezerve uglja u beranskoj općini dovoljne za 34 godine rada elektrane.

U jednoj, ranije provedenoj analizi se procjenjuje da potrebne investicije u rudnik ugljena za osposobljavanje za rad s kapacitetom od 600 tisuća tona godišnje iznose oko 31 milijun eura. Vrijeme izgradnje rudnika procjenjuje se na 3 – 4 godine, što bi se odvijalo paralelno s izgradnjom elektrane. Naravno, potrebno je intenzivirati aktivnosti na verifikaciji postojećih rezervi, kako bi se poboljšalo stanje istraženosti.

5.4 Prirodni plin

Proizvodnja električne energije u termoelektranama na plin ne predviđa se u razdoblju do 2025. godine zbog nedovoljne istraženosti domaćih nalazišta prirodnog plina, nepostojanja plinske mreže kojom bi se mogao uvesti prirodni plin, zbog značajnog hidropotencijala kao i domaćih rezervi ugljena.

5.5 Mogući scenariji izgradnje

Tijekom izrade studije [3] prepoznata je potreba definiranja i obrade nekoliko scenarija izgradnje novih elektrana koji su ocijenjeni kao realniji s aspekta ostvarenja. U studiji je analiziran veći broj scenarija od kojih se ovdje prikazuju samo 3 koja su ocijenjena kao najrealnija. Detaljne karakteristike pojedinih scenarija su kako slijedi:

completed) and Polica (the Polica deposit). The total geological reserves are estimated at approximately 158 million tons, of which only 33,5 million tons are shown as balance, due to insufficient exploration, and 18,5 million tons as exploitation reserves.

The assumed parameters for the future Berane Thermo-electric Power Plant are as follows:

- installed capacity: 125 MW,
- power at the threshold: 110 MW,
- specific heat consumption: 11 540 kJ/kWh ($\eta = 31,2\%$),
- average calorific value of the coal: 13 970 kJ/kg,
- specific coal consumption: 0,83 kg/kWh,
- investment in the construction of the power plant: 109,5 million euros,
- price of coal: 26,03 EUR/t,
- lifetime of power plant: 30 years, and
- construction time: 4 years.

According to the above data, assuming 6 000 hours of operation annually, it could be estimated that the currently known exploitable reserves of coal in the municipality of Berane are sufficient for 34 years of power plant operation.

In an earlier analysis, it was estimated that the necessary investment in the coal mine in order for it to operate with a capacity of 600 000 tons annually would amount to approximately 31 million euros. The time required for the construction of the mine is estimated at 3 – 4 years, which would occur parallel to the construction of the power plant. Naturally, it is necessary to intensify activities on the verification of the existing reserves in order to improve the level of exploration.

5.4 Natural gas

The production of electrical energy in thermoelectric power plants using gas is not anticipated during the period up to the year 2025, due to insufficient exploration of the domestic natural gas fields and the lack of a gas network for the import of natural gas, owing to the significant hydro potential and the domestic coal reserves.

5.5 Potential scenarios for the construction

During the study [3], the need was recognized for defining and processing several scenarios for the construction of new power plants that are considered realistically attainable. In the study, a large number of scenarios were analyzed, of which only the three considered to be the most realistic are presented here. The detailed characteristics of the individual scenarios are as follows:

- Scenarij N-1 Scenarij ograničene izgradnje, u kojem se do kraja planskog razdoblja (2025.) predviđa ulazak u pogon drugog bloka TE Pljevlja, te određenog broja malih elektrana koje koriste obnovljive izvore energije (male HE, vjetroelektrane, TE na otpad),
- Scenarij N-2 Scenarij umjerene izgradnje, u kojem se do 2025. godine, pored izgradnje objekata iz scenarija N-1, predviđa i izgradnja HE na Morači, te HE Komarnica,
- Scenarij N-3 Scenarij intenzivne izgradnje, u kojem se osim elektrana iz scenarija N-2, grade i HE Koštanica (uz prevođenje dijela voda Tare u Moraču), HE Ljutica i HES Buk Bijela.

Definiranjem ulazaka elektrana u pogon prema tim scenarijima, tamo gdje je izgradnja intenzivnija može se očekivati pojava određenog viška električne energije u bilanci. Zbog dobre povezanosti crnogorskog EES-a s okolnim sustavima, kao i zbog procesa stvaranja regionalnog tržišta električne energije u jugoistočnoj Europi, u tim je scenarijima pretpostavljeno da će se ti viškovi plasirati na okolnom tržištu. Radi ravnopravnosti tretmana, cijene po kojima se izvozi električna energija pretpostavljene su na jednakim razinama kao i cijene uvoza električne energije, odnosno vezane su uz cijene terminskih ugovora (futures) na burzi EEX. Kad je riječ o konkretnim elektranama, višak proizvodnje termoelektrana pretpostavljen je kao izvoz bazne energije, dok je za hidroelektrane višak proizvodnje pretpostavljen kao izvoz vršne energije.

Dakako da je vrlo teško točno predvidjeti kretanje cijena na tržištu električne energije za razdoblje od 20 godina u budućnosti. U posljednjim godinama doživjeli smo prilično dramatične promjene u energetici na globalnom planu i posljedično porast cijena svih oblika energije. Daljnji porast ili eventualna stabilizacija cijena ovisit će o brojnim političkim i geostrateškim čimbenicima koje nije jednostavno predvidjeti na dugi rok.

U nastavku su pokazani osnovni rezultati proračuna za naprijed spomenute scenarije, dinamika ulazaka u pogon novih elektrana te struktura izvora u pokrivanju potrošnje.

- Scenario N-1 This is a scenario of limited construction, in which the entry into operations of the second block of the Pljevlja Thermoelectric Power Plant and a certain number of small power plants that use renewable energy sources (small hydroelectric power plants, wind power plants, waste-fueled thermoelectric power plants) is anticipated by the end of the planning period (2025).
- Scenario N-2 This scenario is oriented to moderate construction, in which in addition to the construction of the facilities from Scenario N-1, the construction of a hydroelectric power plant on the Morača River and the Komarnica Hydroelectric Power Plant is anticipated by the year 2025.
- Scenario N-3 This is a scenario of intensive construction, in which in addition to the power plants from Scenario N-2, there would also be construction of the Koštanica Hydroelectric Power Plant (with the re-routing of part of the water from the Tara River into the Morača River), the Ljutica Hydroelectric Power Plant and the Buk Bijela Hydroenergy System (HES).

According to the definition of the placing of power plants into operation as provided by these scenarios, a certain energy surplus in the balance may be expected where construction is more intensive. Due to the good connections of the Montenegro Electrical Energy System with the surrounding systems, as well as the process of creating a regional electrical energy market in Southeastern Europe, with such scenarios it is assumed that the surpluses would be sold on the surrounding markets. For the purpose of equal treatment, the prices at which electrical energy would be exported are assumed to be at the same levels as the prices of imported electrical energy, i.e. linked to the prices of futures contracts on the European Energy Exchange (EEX). When speaking about specific power plants, surplus production of thermoelectric power plants is assumed to be the export of base energy, while for hydroelectric power plants the surplus production is assumed to be the export of peak energy.

It is certainly very difficult to anticipate the price trends on the electrical energy market for a period of 20 years into the future. In past years, we have experienced fairly dramatic changes in energetics on the global level and the consequent increase in the cost of all forms of energy. Continued growth or eventual stabilization of prices will depend on numerous political and geostrategic factors that are not simple to forecast over a long period.

In the next sections, the basic results of estimates for the aforementioned scenarios, the dynamics of the

5.5.1 Scenarij N-1

Scenarij N-1 definiran je tako da su zadani objekti koji ulaze u pogon tijekom planskog razdoblja, a u ovom slučaju to su TE Pljevlja 2 (drugi blok u termoelektrani Pljevlja), te obnovljivi izvori energije – male hidroelektrane, vjetroelektrane i TE na komunalni otpad. Vremenski slijed ulazaka u pogon prikazan je u tablici 9. Ukupno izgrađeni novi proizvodni kapaciteti, tj. njihova instalirana snaga iznosi 285 MW.

entry into operations of the new power plants and the structure of the sources in covering consumption are presented.

5.5.1 Scenario N-1

Scenario N-1 is defined in such a manner that the last facilities to enter operation in this case during the planning period would be the Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant (the second block in the Pljevlja Thermoelectric Power Plant), and renewable energy sources – small hydroelectric power plants, wind power plants and waste-fueled thermoelectric power plants. The schedule for entry into operation is presented in Table 9. The total construction of new production facilities, i.e. new installed capacity, amounts to 285 MW.

Tablica 9 – Ulazak u pogon novih elektrana prema scenariju N-1
Table 9 – Entry into operation of new electric power plants according to Scenario N-1

Godina / Year	Elektrana / Power plant	Snaga / Power (MW)
2005.		
2006.		
2007.		
2008.		
2009.		
2010.	Vjetroelektrane, male HE / Wind power plants, small HPP	15
2011.	TE / TPP Pljevlja 2	225
2012.		
2013.		
2014.		
2015.	Vjetroelektrane, male HE, TE na komunalni otpad / Wind power plants, small HPP, waste-fueled TPP	35
2016.		
2017.		
2018.		
2019.		
2020.	Vjetroelektrane / Wind power plants	5
2021.		
2022.		
2023.		
2024.		
2025.	Vjetroelektrane / Wind power plants	5
Ukupno / Total		285

Od većih izvora, u ovom scenariju u pogon ulazi jedino TE Pljevlja 2 i to 2011. godine, dok manji objekti koji koriste obnovljive izvore ulaze postupno tijekom planskog razdoblja. S obzirom da očekivana proizvodnja TE Pljevlja 2 nije dovoljna za eliminiranje deficita u Crnoj Gori, dio električne energije i dalje će se nabavljati iz uvoza.

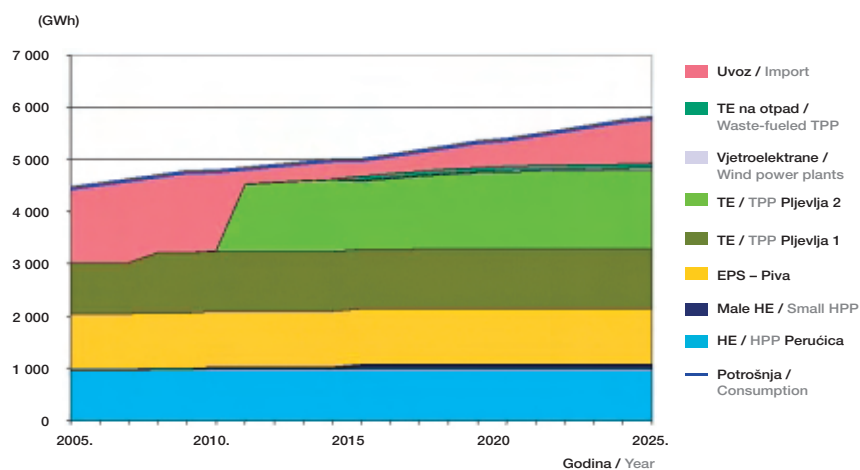
Among the large sources, only the Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant, and this up to 2011, enters in this scenario, while the smaller facilities that use renewable energy sources would enter gradually during the planning period. Since the anticipated production of the Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant would not be sufficient to eliminate the deficit in Montenegro, part of

Elektroenergetska bilanca za razdoblje od 2005. – 2025. prikazana je u tablici 10, a struktura izvora, u smislu proizvodnje, dana je na slici 3.

the energy would still be purchased from imports. The electrical energy balance for the 2005 – 2025 period is presented in Table 10, and the structure of the sources, in the sense of production, is provided in Figure 3.

Tablica 10 – Elektroenergetska bilanca za razdoblje od 2005 – 2025 prema scenariju N-1
Table 10 – The electrical energy balance for the 2005 – 2025 period, according to Scenario N-1

Godina / Year	HE / HPP Perućica	Male HE / Small HPP	Valorizacija HE Piva / Equivalent for the HPP Piva (EPS – Piva)	TE / TPP Pljevlja 1	TE / TPP Pljevlja 2	Vjetroelektrane / Wind power plants	TE na otpad / Waste-fueled TPP	Uvoz / Import	Ukupno / Total
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
2005.	957,5	21,0	1 065,4	976,0	0	0	0	1 422,5	4 442,4
2006.	957,5	21,0	1 065,4	976,0	0	0	0	1 497,5	4 517,4
2007.	957,5	21,0	1 065,4	976,0	0	0	0	1 574,3	4 594,2
2008.	971,0	21,0	1 065,4	1 152,3	0	0	0	1 462,5	4 672,2
2009.	971,0	21,0	1 065,4	1 152,3	0	0	0	1 541,7	4 751,4
2010.	971,0	49,0	1 065,4	1 152,3	0	11,1	0	1 515,8	4 764,6
2011.	971,0	49,0	1 065,4	1 138,6	1 292,8	10,9	0	288,8	4 816,5
2012.	971,0	49,0	1 065,4	1 141,8	1 320,3	10,9	0	311,1	4 869,5
2013.	971,0	49,0	1 065,4	1 144,5	1 347,7	10,9	0	334,0	4 922,5
2014.	971,0	49,0	1 065,4	1 146,4	1 375,4	10,9	0	357,9	4 976,0
2015.	971,0	99,2	1 065,4	1 137,5	1 303,5	21,6	76,3	307,6	4 982,1
2016.	971,0	99,2	1 065,4	1 142,2	1 346,0	21,6	76,3	343,5	5 065,2
2017.	971,0	99,2	1 065,4	1 145,7	1 389,2	21,6	76,3	381,0	5 149,4
2018.	971,0	99,2	1 065,4	1 148,5	1 424,3	21,9	76,6	428,0	5 234,9
2019.	971,0	99,2	1 065,4	1 151,2	1 450,6	21,9	76,6	486,6	5 322,5
2020.	971,0	99,2	1 065,4	1 151,5	1 466,3	32,9	76,6	508,9	5 371,8
2021.	971,0	99,2	1 065,4	1 152,3	1 480,1	32,9	76,6	580,7	5 458,2
2022.	971,0	99,2	1 065,4	1 152,3	1 489,7	32,9	76,6	658,7	5 545,8
2023.	971,0	99,2	1 065,4	1 152,3	1 498,3	32,9	76,6	739,5	5 635,2
2024.	971,0	99,2	1 065,4	1 152,3	1 506,2	32,9	76,6	822,1	5 725,7
2025.	971,0	99,2	1 065,4	1 152,3	1 510,5	44,1	76,7	871,5	5 790,7



Slika 3
Struktura izvora u pokrivanju potrošnje prema scenariju N-1
Figure 3
Structure of the sources for covering consumption according to Scenario N-1

Udio uvoza u pokrivanju potrošnje prema ovom scenariju dosegao bi maksimalnu vrijednost u 2010. godini (32 %), da bi ulaskom u pogon TE Pljevlja 2 pao na samo 6 %, uz postupni porast do kraja razdoblja planiranja na oko 15 %. Udio obnovljivih izvora (male HE, vjetroelektrane i TE na otpad) nakon 2015. godine, zbog izgradnje novih objekata, kretao bi se nešto ispod 4 %.

5.5.2 Scenarij N-2

U scenariju N-2 kao objekti – kandidati za izgradnju su, pored objekata iz scenarija N-1, i sljedeće elektrane: HE na Morači (HE Andrijevo, HE Raslovići, HE Milunovići i HE Zlatica), i to u varijanti bez prevođenja voda Tare u Moraču, te HE Komarnica. Raspored ulazaka u pogon za ovaj scenarij prikazan je tablicom 11. Ukupna snaga svih izgrađenih elektrana iznosi 691,4 MW.

The percentage of imports in covering consumption according to this scenario would reach a maximum value in the year 2010 (32 %). When the Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant went into operation it would drop to only 6 %, with a gradual increase until the end of the planning period to approximately 15 %. The percentage of renewable energy sources (small hydroelectric power plants, wind power plants and waste-fueled thermoelectric power plants) after the year 2015, due to the construction of new facilities, would range somewhat below 4 %.

5.5.2 Scenario N-2

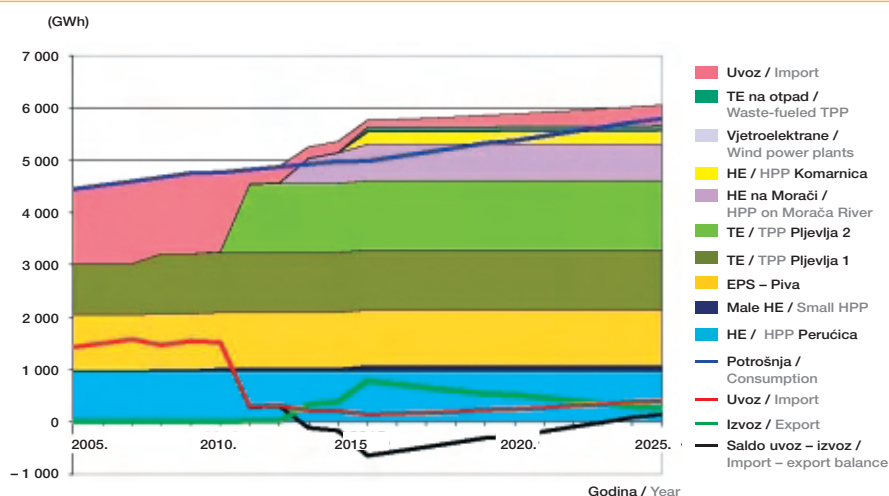
In Scenario N-2, in addition to the facilities from Scenario N-1, the following power plants are also candidate facilities for construction: the hydroelectric power plants on the Morača River (the hydroelectric power plants of Andrijevo, Raslovići, Milunovići and Zlatica), in a variant without the rerouting of water from the Tara River into the Morača River, and the Komarnica Hydroelectric Power Plant. The schedule for going into operation for this scenario is presented in Table 11. The total power of all the constructed electric power plants would amount to 691,4 MW.

Tablica 11 – Ulazak u pogon novih elektrana prema scenariju N-2
Table 11 – Entry into operation of new electric power plants according to Scenario N-2

Godina / Year	Elektrana / Power plant	Snaga / Power (MW)
2005.		
2006.		
2007.		
2008.		
2009.		
2010.	Vjetroelektrane, male HE / Wind power plants, small HPP	15
2011.	TE / TPP Pljevlja 2	225
2012.		
2013.	HE / HPP Andrijevo, HE / HPP Zlatica	164,4
2014.	HE / HPP Raslovići	37
2015.	HE Komarnica, HE Milunovići, vjetroelektrane, male HE, TE na komunalni otpad / HPP Komarnica, HPP Milunovići, wind power plants, small HPP, waste-fueled TPP	240
2016.		
2017.		
2018.		
2019.		
2020.	Vjetroelektrane / Wind power plants	5
2021.		
2022.		
2023.		
2024.		
2025.	Vjetroelektrane / Wind power plants	5
Ukupno / Total		691,4

U scenariju N-2, osim TE Pljevlja 2, koja i ovdje ulazi u pogon 2011. godine, i obnovljivih izvora, u pogon ulaze i HE na Morači (između 2013. i 2015. godine) te HE Komarnica (2015.). Struktura izvora za ovaj scenarij prikazana je slikom 4.

In Scenario N-2, in addition to the Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant, which would go into operation here in the year 2011, and renewable energy sources, the hydroelectric plants on the Morača River would also commence operations between 2013 and 2015, as well as the Komarnica Hydroelectric Power Plant in 2015. The structure of the sources for this scenario is presented in Figure 4.



Slika 4
Struktura izvora u pokrivanju potrošnje prema scenariju N-2
Figure 4
Structure of the sources for covering consumption according to Scenario N-2

U ovom se scenariju u razdoblju od 2013. – 2015. zbog ulaska u pogon nekoliko novih hidroelektrana u određenim godinama javlja višak električne energije, za koju se pretpostavlja da će se izvoziti. Radi se uglavnom o vršnoj proizvodnji hidroelektrana, koja bi prema svim očekivanjima trebala imati kupce na tržištu u okruženju.

In this scenario during the 2013 to 2015 period, there would be a surplus of electrical energy, which is assumed would be exported, because several new hydroelectric power plants would be going into operation. This mainly concerns the peak production of the hydroelectric power plants, which according to all expectations should have customers in a neighboring market.

Zbog ulaska u pogon nekoliko hidroelektrana u razdoblju od 2013. – 2015. već od 2008. godine bi trebao početi značajan investicijski ciklus, u kojem potrebna investicijska sredstva u nekim godinama dostižu vrijednost od oko 160 milijuna eura godišnje, odnosno oko 180 milijuna eura godišnje uključujući i interkalarne kamate. Ukupne investicije potrebne za ostvarenje ovog scenarija iznose oko 800 milijuna eura.

Because several hydroelectric power plants are going into operation during the 2013 to 2015 period, a significant investment cycle should already have begun in the year 2008, in which the necessary investment funds in some years would reach a value of approximately 160 million euros annually, i.e. approximately 180 million euros annually including compounded interest. The total investment needed for achieving this scenario amounts to approximately 800 million euros.

5.5.3 Scenarij N-3

U scenariju N-3 se, pored izgradnje TE Pljevlja 2 i obnovljivih izvora, predviđa i izgradnja HE Koštanica, prevođenje dijela voda Tare u Moraču, izgradnja četiri HE na Morači, izgradnja HE Komarnica, te izgradnja hidroelektrana na srednjem i donjem toku Tare – HE Ljutica i HES Buk Bijela. Predložena dinamika izgradnje navedenih objekata prikazana je u tablici 12. U ovom scenariju izgradnja elektrana je intenzivna, pa ukupna instalirana snaga novih izgrađenih proizvodnih objekata iznosi 1 781,1 MW, što

5.5.3 Scenario N-3

In Scenario N-3, in addition to the construction of the Pljevlja 2 Thermoelectric Power Plant and renewable energy sources, the construction of the Koštanica Hydroelectric Power Plant, the rerouting of part of the water of the Tara River into the Morača River, the construction of four hydroelectric power plants on the Morača River, the construction of the Komarnica Hydroelectric Power Plant, and the construction of hydroelectric power plants on the middle and lower parts of the Tara River – the Ljutica Hydroelectric Power Plant and the Buk Bijela Hydroenergy System – are also anticipated. The proposed dynamics of the construction of these facilities is presented in Table 12.

je više nego dvostruko u odnosu na trenutačnu instaliranu snagu elektrana u Crnoj Gori.

In this scenario, the construction of power plants is intensive and the total installed capacity of the newly constructed production facilities would amount to 1 781,1 MW, which is more than twice the current installed capacity of the power plants in Montenegro.

Tablica 12 – Ulazak u pogon novih elektrana prema scenariju N-3
Table 12 – Entry into operation of new electric power plants according to Scenario N-3

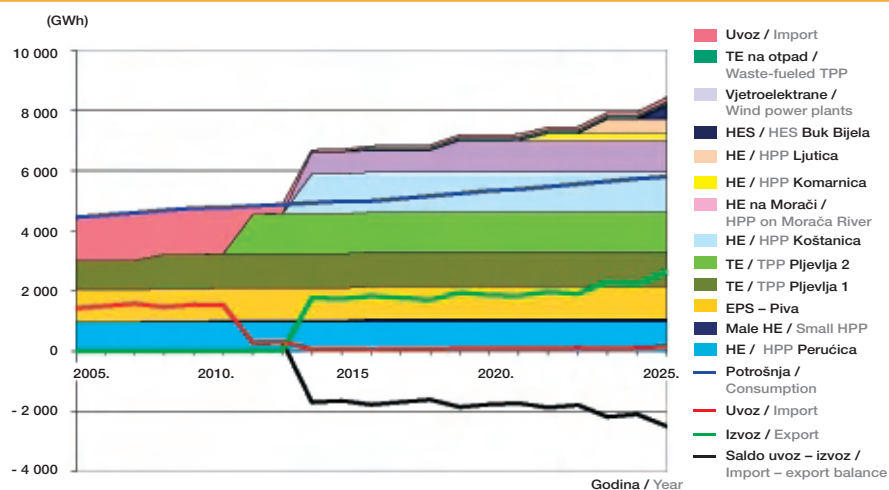
Godina / Year	Elektrana / Power plant	Snaga / Power (MW)
2006.		
2007.		
2008.		
2009.		
2010.	Vjetroelektrane, male HE / Wind power plants, small HPP	15
2011.	TE / TPP Pljevlja 2	225
2012.		
2013.	HE / HPP Koštanica, HE / HPP Andrijevo, HE / HPP Zlatica	798,6
2014.		
2015.	Vjetroelektrane, male HE, TE na komunalni otpad / Wind power plants, small HPP, waste-fueled TPP	35
2016.		
2017.		
2018.	HE / HPP Raslovići, HE / HPP Milunovići	111
2019.		
2020.	Vjetroelektrane / Wind power plants	5
2021.	HE / HPP Komarnica	168
2022.		
2023.	HE / HPP Ljutica	250
2024.		
2025.	HES / HES Buk Bijela (1/3), vjetroelektrane / Wind power plants	173,5
Ukupno / Total		1781,1

Struktura izvora za pokrivanje potrošnje prikazana je slikom 5.

The structure of the sources for covering consumption is presented in Figure 5.

Slika 5

Struktura izvora u pokrivanju potrošnje prema scenariju N-3
Figure 5
Structure of the sources for covering consumption according to Scenario N-3



U ovom scenariju, zbog intenzivne izgradnje hidroelektrana, u sustavu postoji priličan višak električne energije, za koji je pretpostavljeno da će se plasirati na regionalnom tržištu. Najveći neto izvoz ostvaruje se u posljednjoj, 2025. godini, u iznosu od oko 2 500 GWh, što iznosi 43% od predviđene potrošnje u Crnoj Gori u toj godini.

Nakon 2013. godine, odnosno nakon ulaska u pogon triju hidroelektrana, uvoz električne energije postaje vrlo mali. Zbog izgradnje većeg broja proizvodnih objekata tokom planskog razdoblja investicijska ulaganja su potrebna praktički u svim godinama između 2007. i 2025. Najintenzivnije investiranje očekuje se u razdoblju od 2008. – 2012., zbog ulaska u pogon nekoliko velikih objekata (TE Pljevlja 2, HE Koštanica, HE Andrijevo, HE Zlatica), tako da npr. u 2010. godini potrebne investicije iznose 257 milijuna eura (s interkalarnim kamatama 287 milijuna eura). Ukupne potrebne investicije kroz čitavo plansko razdoblje iznose oko 1,6 milijardi eura.

6 ZAKLJUČAK

Kao i većina zemalja u okruženju, tako i Crna Gora, nova država na zemljovidima, postaje sve više ovisna o uvozu energije. Tako je u 2004. godini uvoz pokrivaio oko 30 % energetske potrebe. Jedna specifičnost Crne Gore, u odnosu na većinu zemalja je relativno velik udjel električne energije u strukturi potrošnje finalne energije. Kao sektor s najvećim udjelom u strukturi potrošnje finalne energije, elektroenergetski sektor je svakako najvažniji sektor u energetici Crne Gore. Uvoz električne energije u posljednjih nekoliko godina (ovisno o hidrologiji) se kretao od 30 % do čak 48 % (u 2002. godini). To je i od strane vodećih ljudi EPCG a i od političkih struktura prepoznato kao goruće pitanje. Nažalost, takav problem se ne može riješiti u kratkom roku.

Za rješenje, ili barem za ublažavanje tog relativno velikog manjka električne energije, potrebno je i do deset godina. Osim relativno dugog vremena, rješenje takvog problema traži istodobno ispunjenje nekoliko preduvjeta. Jedan od njih je promišljen akcijski plan zasnovan na strateškim energetskim dokumentima. Sljedeće je priprema javnosti kako bi se iz svijesti građana potisnulo razmišljanje da je moguće imati dovoljno energije, a da se ne rade značajniji zahvati u prostoru. Uz to je jedna od velikih poteškoća i očekivanje ljudi da energija treba biti jeftina, bez obzira na troškove koje proizvodnja ili kupnja takve energije iziskuje. Naime, u Crnoj Gori, slično kao i u nekim drugim

In this scenario, due to the intensive construction of hydroelectric power plants, there is a considerable surplus of electrical energy, which is anticipated for sale in the regional market. The greatest net export would be achieved in the last year, 2025, in the amount of approximately 2 500 GWh, which amounts to 43 % of the forecast consumption in Montenegro during that year.

After the year 2013, i.e. after three hydroelectric power plants would go into operation, imports of electrical energy would become very low. Due to the construction of a large number of generating objects during the planning period, investments would be necessary during practically all the years between 2007 and 2025. The most intensive investment is expected during the 2008 – 2012 period, when several large objects would be going into operation (the Pljevlja 2 Thermolectric Power Plant, the Koštanica Hydroelectric Power Plant, the Andrijevo Hydroelectric Power Plant and the Zlatica Hydroelectric Power Plant), so that, for example, in the year 2010 the necessary investments would amount to 257 million euros (287 million euros with compounded interest). The total investments required throughout the entire planning period would amount to approximately 1,6 billion euros.

6 CONCLUSION

Like the majority of the countries in the environs, Montenegro, a new country on the map, is becoming increasingly dependent on the import of energy. Thus, imports covered approximately 30 percent of the energy requirements in the year 2004. A specific characteristic of Montenegro, in comparison to the majority of countries, is the relatively high percentage of electrical energy in the structure of the consumption of final energy. As the sector with the largest percentage in the structure of the consumption of final energy, the electrical energy sector is certainly the most important sector in the energetics of Montenegro. The import of electrical energy in the past several years (depending upon hydrology) has ranged from approximately 30 percent to as much as 48 percent (in the year 2002). This has been recognized as an urgent question by both the leadership of the Electric Power Company of Montenegro and the political structures. Unfortunately, such a problem cannot be resolved in a short period of time.

Up to ten years will be needed in order to solve or at least mitigate this relatively great shortage of electrical energy. In addition to the relatively long period of time, the solution to such a problem also requires the meeting of several prerequisites. One of these is to devise a plan of action based upon strategic en-

zemljama iz regije, socijalni problemi se prelamaju i pokušavaju riješiti kroz elektroprivredu.

Poznato je da se Crna Gora deklarirala kao ekološka država i velik dio javnosti je to vrlo kruto shvatio. Bilo kakav tip elektrane koji bi se pokušavao izgraditi u Crnoj Gori, za sada, bi nailazio na vrlo snažno protivljenje raznih pokreta, udruga, a i općenito jednog značajnog dijela javnosti. Za sada je vrlo jasno deklarirano, od strane najviših državnih institucija, da se u kanjonu Tare i na još nekim zaštićenim lokalitetima neće moći graditi hidroelektrane. Time se neki objekt iz scenarija N-2 i N-3 eliminiraju kao potencijalni kandidati za izgradnju.

Iako je teritorijalno mala država, Crna Gora raspolaže sa značajnim primarnim energetske resursima, od ugljena do hidro potencijala. Što se tiče nafte i plina, potrebna su daljnja istraživanja podmorja da bi se s većom sigurnošću moglo zaključivati o potencijalnim zalihama.

S druge strane, iako je tek od 2006. samostalna država, Crna Gora je napravila vidan napredak u restrukturiranju, ali i u pripremama te konačno i u realizaciji privatizacije energetske sektora. EPCG je u državnom vlasništvu nešto iznad 67 %. Fizičke osobe imaju gotovo 12 % dionica, dok je ostatak u rukama raznih investicijskih fondova i jedan vrlo mali dio (oko 0,35 %) drži tvrtka M&V Company. U vrijeme pisanja ovog materijala u tijeku su pregovori s najpovoljnijim ponuđačem za kupnju TE Pljevlja i 31 % dionica Rudnika ugljena Pljevlja. Partner s kojim se pregovara je i vlasnik KAP-a, najvećeg potrošača električne energije u Crnoj Gori.

Kad se radi o tržištu nafte i naftnih derivata, dio koji se bavi maloprodajom je već privatiziran a u tijeku je i natječaj za prodaju tvrtke koja se bavi skladištenjem nafte i derivata [10].

Sve ovo pokazuje da je interes ulagača, kako domaćih tako i stranih, za investiranje u energetske sektor dosta velik. Stranim ulagačima se pruža visoki standard zaštite njihovih prava te jamči puna ravnopravnost s domaćim pravnim i fizičkim osobama. Zakon koji regulira strana ulaganja pruža jamstva potpuno otvorenog poduzetničkog tržišta i kao takav ne predstavlja ni u jednom svom segmentu branu stranim ulaganjima, naprotiv, predstavlja više nego dobar okvir za razvoj stranog poduzetništva odnosno privlačenje inozemnih investicija.

Analizirajući moguće scenarije izgradnje elektrana u Crnoj Gori, naročito scenarije N-2 i N-3, koji bi rezultirali u konačnici, ne samo s dovoljnom

ergy documents. The next is preparing the public to comprehend that it is not possible to have sufficient energy without conducting significant undertakings in this area. In addition, one of the great difficulties is the public perception that energy should be inexpensive, regardless of the costs of the generation or procurement of this energy. In Montenegro, as in some other countries in the region, there are attempts to resolve social problems through the electrical power supply.

It is known that Montenegro has declared itself to be an ecological state and that a large portion of the public comprehends this in a very rigid manner. The attempt to construct any type of power plant in Montenegro would at present encounter very strong opposition from various movements, associations and generally a large portion of the public. For now, it has been very clearly declared by the highest state institutions that it will not be possible to build hydroelectric power plants in the Tara Canyon and several other protected locations. Thus, several facilities from Scenarios N-2 and N-3 are eliminated as potential candidates for construction.

Although Montenegro is a small country territorially, it has significant primary energy resources, from coal to hydro potential. Regarding oil and gas, further offshore exploration would be required in order to reach more definitive conclusions regarding potential reserves.

On the other side, although Montenegro has only been an independent country since 2006, it has made evident progress in restructuring, but also in preparations and finally in the privatization of the energy sector. The Energy Company of Montenegro is somewhat more than 67 % under government ownership. Natural persons have a share of nearly 12 %, while the remainder is in the hands of various investment funds and a very small part (approximately 0,35 %) is held by the M&V Company. At the time of this writing, negotiations are in progress with the most suitable bidders for the purchase of the Pljevlja Thermolectric Power Plant and 31 % of the shares of the Pljevlja Coal Mine. The partner with whom negotiations are being conducted is also the owner of the Aluminum Plant of Podgorica – KAP, the biggest consumer of electrical energy in Montenegro.

Regarding the oil and petroleum derivatives market, the part that is engaged in retail has already been privatized and bidding competition is in progress for the sale of a company engaged in the storage of oil and derivatives [10].

All of this shows that there is considerable interest in investment in the energy sector by both domestic and foreign investors. Foreign investors are afforded

proizvodnjom električne energije za potrebe Crne Gore, nego bi bilo i raspoložive energije za izvoz, jasno je da država Crna Gora ne može sama to financirati, nego da će se tu trebati uključiti privatni, vjerojatno dominantno strani, kapital. Budući da su neke hidroelektrane prema svojim energetske mogućnostima i prema potrebnim investicijama prilično atraktivne, izvjesno je da će biti dosta interesa mnogih tvrtki iz bližeg i daljeg okruženja. Ono što je nužno prije bilo kakvog konkretnijeg razgovora o ulasku u neku od tih investicija je vrlo jasno određenje i politike i javnosti općenito u Crnoj Gori, o tome koje lokacije nisu sporne s ekološkog, međugraničnog ili nekog drugog aspekta.

a high standard of protection for their rights and guaranteed full equality to domestic legal and natural persons. The law that regulates foreign investment guarantees a completely open entrepreneurial market and as such does not present an obstacle to investors in any segment. On the contrary, it provides a better than adequate framework for the development of foreign entrepreneurship, i.e. attracting foreign investments.

Analyzing possible scenarios for the construction of power plants in Montenegro, particularly Scenarios N-2 and N-3, which would ultimately result not only in the sufficient production of electrical energy for the requirements of Montenegro but also energy available for export, it is clear that the state of Montenegro cannot finance this alone. It would be necessary to include private, probably dominant foreign, capital. Since several hydroelectric power plants in terms of their energy possibilities and investment requirements are fairly attractive, it is certain that there will be considerable interest from many companies from the immediate and more distant surroundings. Prior to any concrete discussion on entering into any of these investments, the very clear determination of policy and general public consensus in Montenegro would be necessary regarding the locations that would not be considered problematic from the ecological, border or other aspects.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] Zakon o energetici, Službeni list RCG, br. 39/2003
- [2] Energetska politika Republike Crne Gore, Vlada Republike Crne Gore, 2005.
- [3] Stručne osnove strategije razvoja energetike Republike Crne Gore do 2025. godine (Knjige A; B; C; D i E), Energetski institut Hrvoje Požar i IREET, 2006.
- [4] <http://www.epcg.cg.yu>, web stranica Elektroprivrede Crne Gore
- [5] Vodoprivredna osnova Crne Gore, 2001.
- [6] Program razvoja i izgradnje novih elektroenergetskih objekata s prioritetima gradnje, Elektroprivreda Crne Gore, Nikšić 1997.
- [7] Prostorni plan Crne Gore, SS-AE Privreda, podstudija 4.6.1. Energetika, Podgorica, 2005.
- [8] GOMILANOVIĆ, M., VUKAŠINOVIĆ, S., STANIĆ, R., Savjetovanje: Stanje i razvoj termoenergetike u Crnoj Gori, Tema: Tehnoekonomska opravdanost izgradnje II bloka TE Pljevlja, Žabljak, 2002.
- [9] DAMJANOVIĆ, M., Sirovinska osnova i stepen obrađenosti investiciono-tehničke dokumentacije pljevaljskog i maočkog basena, Pljevlja, 2002.
- [10] <http://www.vlada.cg.yu>, web stranica Vlade Republike Crne Gore

Uredništvo primilo rukopis:
2007-05-23

Manuscript received on:
2007-05-23

Prihvaćeno:
2007-06-04

Accepted on:
2007-06-04

JAVNA POTPORA RAZVITKU OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE PUBLIC SUPPORT FOR THE DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

Prof Luigi De Paoli, PhD, Istituto di Economia delle Fonti di Energia
dell Università Bocconi, Via Balilla 18, Mi 20100 Milano, Italy
Doc. dr. sc. Alfredo Višković, HEP d.d.,
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

U današnjem procesu transformacije elektroenergetskog sektora, obnovljivi izvori energije i kogeneracija ostali su negdje na pola puta: s jedne strane neosporno je da su na tragu rastuće društvene težnje da se smanji negativan utjecaj na okolinu, a s druge strane zahtijevaju javnu potporu kojom bi se radije prihvatila neka rješenja iz prošlosti nego neki tržišni odabir.

Ovaj rad je pokušaj da se odgovori na važna pitanja koja se postavljaju zbog dvosmislenog statusa obnovljivih izvora energije, kao što su: koliku im potporu treba osigurati kako bi oni postali konkurentni, uolikoj je mjeri ta potpora opravdana i koji su oblici promidžbe poželjni kako bi se ostvarila najveća moguća društvena korist? Nakon početnog određivanja okvira politike potpore obnovljivim izvorima energije, kogeneraciji i štednji energije nastavno se obrađuju ograničenja nastala zbog emisije CO₂ kao i financijska ograničenja.

In today's process of the transformation of the electrical energy sector, renewable energy sources and cogeneration have remained at the halfway point: on the one side, it is indisputable that they are in keeping with the growing trend to reduce negative environmental impact and on the other side they require public support that would rather accept a solution from the past than a market choice.

This article attempts to respond to important questions that are posed due to the ambiguous status of renewable energy sources, such as how much support for them should be secured in order for them to become competitive, to what extent is such support justified, and what forms of promotion would achieve the maximum social benefit?

After the initial determination of the framework of the policy for the support of renewable energy sources, cogeneration and energy saving, limitations to the emission of CO₂ and financial limitations are discussed.

Ključne riječi: diversifikacija izvora, konkurentnost, obnovljivi izvori energije, promicanje tržišta, sigurnost opskrbe

Key words: competitiveness, diversification of sources, market promotion, renewable energy sources, security of supply



1 UVOD

Korištenje obnovljivih izvora energije za zadovoljavanje energetske potrebe ostat će ograničeno, jer takvi izvori ne mogu konkurirati onim konvencionalnim – fosilnim. Razvoj kogeneracije kao i energetske uštede prije svega ovise o njihovoj ekonomskoj isplativosti. Ovo ograničenje prodora obnovljivih izvora energije, kogeneracije i energetske uštede ne treba promatrati kao činjenicu koja je sama po sebi negativna. Naime, uglavnom je tržište to koje treba određivati isplativost za proizvođače i potrošače, jer ono sažima nedostatnost svih resursa i preferencije potrošača [1]. Ipak, korištenje obnovljivih izvora energije, kogeneracije i energetske uštede kako bi se odgovorilo energetskim potrebama donosi niz prednosti koje tržište baš uvijek ne internalizira u cijelosti ili djelomično.

2 POTPORA RAZVITKU OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE, KOGENERACIJE I ENERGETSKE UŠTEDE

Od pogodnosti koje su već odavno utvrđene, navode se:

- smanjenje ovisnosti o uvozu uz istodobno povećanje sigurnosti opskrbe,
- povećanje raznovrsnosti korištenih izvora u proizvodnji električne energije, s odgovarajućim koristima u smislu sigurnosti opskrbe, uz sposobnost ublažavanja posljedica eventualnih skokova cijena,
- smanjenje štetnog utjecaja na okoliš,
- doprinos dugoročnoj održivosti gospodarskih aktivnosti,
- zamjena energenata s postrojenjima i opremom koja aktivira unutarnju uposlenost što je osobito važno u vrijeme visoke stope nezaposlenosti,
- mogućnost razvoja proizvodnih aktivnosti s dobrom perspektivom izvoza,
- utjecaj izgradnje i eksploatacije postrojenja na lokalnoj razini, što u nekim slučajevima može doprinijeti ponovnoj uspostavi teritorijalne ravnoteže u gospodarskim djelatnostima.

Navedenu društvenu korist ne uzimaju u obzir oni subjekti koji svoje investicijske odluke donose isključivo na temelju tržišnih cijena. Zato je i te kako potrebna intervencija javnog upravnog tijela koje treba korigirati tržišne pokazatelje kako bi gospodarski subjekti usvajali navedene pozitivne vanjske čimbenike.

1 INTRODUCTION

The use of renewable energy sources for meeting energy needs will remain limited because such sources cannot compete with conventional fossil sources. The development of cogeneration and energy savings primarily depends upon their cost effectiveness. This limitation of the penetration of renewable energy sources, cogeneration and energy savings should not be viewed as intrinsically negative. In general, the market must determine the cost effectiveness for producers and consumers, because it summarizes the shortcomings of all the resources and consumer preferences [1]. Nonetheless, the use of renewable energy sources, cogeneration and energy savings in order to meet energy needs entails a series of advantages that the market does not always entirely or partially internalize.

2 SUPPORT FOR THE DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES, COGENERATION AND ENERGY SAVINGS

Among the advantages that have long been established, the following are cited:

- reduction of dependence on import while simultaneously increasing the security of supply,
- increasing the variety of the sources used in the production of electrical energy, with the corresponding advantages regarding the security of supply, with the ability to mitigate the consequences of eventual price hikes,
- reduction of detrimental environmental impact,
- contribution to the long-term sustainability of economic activities,
- replacement of power-supply sources with plants and equipment that stimulate internal employment, which is particularly important at a time of a high rate of unemployment,
- the possibility for the development of production activities with good export possibilities, and
- the impact of the construction and exploitation of plants at the local level, which in some cases may contribute to the re-establishment of territorial balance in economic activities.

The cited social benefits do not take into account those subjects who make their investment decisions exclusively on the basis of market prices. Therefore, intervention is certainly needed by the agency of public administration, which should correct market indices in order for economic subjects to adopt the stated positive external factors.

Ipak, mora se naglasiti, dok su tržišni pokazatelji (tj. troškovi – cijene) rezultat slobodne interakcije među pojedincima i mogu se jasno definirati uz vrlo točan stupanj aproksimacije, da korekciju tih pokazatelja provodi političko tijelo koje u tu svrhu raspolaže s mnogo manje podataka. Javljaju se stoga dva rizika: manja mogućnost društvene kontrole odluka i veća mogućnost pogreške u utvrđivanju razina korekcije.

Što se tiče prvog aspekta, bilo koji ekonomist lako može pronaći način kako da tržište usmjeri u negativnom pravcu, ako je to potrebno da bi se opravdala neka određena intervencija kojom se u povlaštenu položaj stavljaju ove ili one kategorije subjekata. Što se pak tiče teškoće u kvantificiranju vanjskih šteta ili pogodnosti, dovoljno je pogledati kakve su danas sve procjene glede posljedica emisije ugljikovog dioksida kako bi se shvatilo razmjere tog problema. Osim toga, ne smije se zanemariti ni to da veoma često intervencija javnih tijela stvara znatne administrativne i transakcijske troškove koji se također moraju odbiti od ostvarene dobiti. Iz toga proizlazi kako je kod sugeriranja neke određene intervencije javnih tijela sa svrhom korigiranja negativnog djelovanja tržišta nužan velik oprez, jer zapravo nema nikakvog apsolutnog jamstva kako će se takvom intervencijom ostvariti društvena korist. Treba imati u vidu da različiti modaliteti intervencije uvijek imaju različitu učinkovitost i redistributivne efekte.

3 GLAVNI RAZLOZI ZA INTERVENCIJU JAVNIH TIJELA NA PODRUČJU PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Početni je dokument Europske unije s područja proizvodnje električne energije (dokument se ne odnosi na specifične izvore ili energetske probleme) takozvana Bijela knjiga iz 1995. godine [2]. Tim se dokumentom utvrđuju tri temeljna cilja:

- pronalaženje gospodarske učinkovitosti kroz promicanje tržišnih odnosa u tome sektoru,
- ekološka prihvatljivost (kompatibilnost),
- sigurnost opskrbe.

Taj dokument predstavlja okvir unutar kojeg trebaju djelovati nacionalne energetske politike. One moraju prije svega favorizirati odabir koji je sukladan zahtjevima tržišta i treba djelovati tamo gdje dinamika kretanja na tržištu nije u cijelosti zadovoljavajuća, sve u cilju promicanja zaštite okoliša i sigurnosti opskrbe, i to po

Nonetheless, it must be emphasized that while market indices (i.e. costs and prices) are the result of the free interaction among individuals and can be clearly defined with a very high degree of approximation, the correction of these indices is performed by a political body that has far less data available for this purpose. Therefore, two risks arise: less opportunity for the social control of decisions and a greater possibility of error in the determination of the level of correction.

Regarding the first aspect, any economist can easily find a way to orient the market in a negative direction if it is necessary in order to justify a particular intervention that places this or that category of subjects in a privileged position. Regarding the difficulties in quantifying external detrimental effects or advantages, it is sufficient to examine the estimates currently provided regarding the consequences of carbon dioxide in order to understand the dimensions of this problem. Moreover, it must also be noted that intervention by public bodies very often creates significant administrative and transactional costs, which must also be deducted from the profit earned. Therefore, it follows that in suggesting certain specific interventions by public institutions for the purpose of correcting negative market activity, great caution is required because there is actually no absolute guarantee that social benefits will be created by such intervention. It is necessary to bear in mind that various modalities of intervention always have various levels of efficacy and redistributive effects.

3 THE CHIEF REASONS FOR INTERVENTION BY PUBLIC INSTITUTIONS IN THE AREA OF THE PRODUCTION OF ELECTRICAL ENERGY

The initial document of the European Union in the area of the production of electrical energy (a document does not refer to specific sources or energy problems) is the so-called White Paper from the year 1995 [2]. According to this document, three fundamental goals are established:

- determining cost effectiveness through the promotion of market relations in this sector,
- environmental acceptability (compatibility), and
- security of supply.

This document represents the framework within which national energy policies should operate. First of all, they must favor a choice that is compatible with the demands of the market and

kriteriju učinkovitosti. Ovaj rad se međutim neće baviti (osim u nekim marginalnim aspektima) problemima definiranja i regulative ustroja tržišta električne energije, što također ima veliku važnost u sadašnjoj situaciji u kojoj se nalazimo. Pozornost će biti usmjerena poglavito na one elemente koji opravdavaju intervenciju javnih tijela, a to su:

- poboljšanje karakteristika okoliša,
- potpora tehnologijama koje su još uvijek nedovoljno dozrele da bi bile konkurentne na tržištu, a donose značajne perspektive poboljšanja,
- promicanje internih izvora za povećanje sigurnosti opskrbe i zaposlenosti.

3.1 Okoliš

Prva od navedenih tema, tj. okoliš, po svemu sudeći danas izaziva najveće zanimanje društvene zajednice i svakako je onaj aspekt koji je u središtu pozornosti i kod definiranja politika Europske unije. Čak ako je i relativno lako ustvrditi kako je danas poboljšanje prirodnog okoliša (ili smanjenje emisija proizvodnih pogona) prioritetna zadaća, mnogo je teže dati preciznu i operativnu odrednicu pojma poboljšanje okoliša kao i pretvoriti taj zahtjev u konkretno ostvarive ciljeve.

Prije svega treba naglasiti kako postoji više putova koji vode istome cilju uz smanjenje štetnog utjecaja na okoliš. Među njima, poglavito kad je riječ o potrošnji električne energije, može se navesti:

- smanjenje potrošnje (uz iste učinke),
- povećanje učinkovitosti u lancu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije,
- uporaba izvora koji manje onečišćuju okoliš (ili prethodno tretiranih izvora) u proizvodnji električne energije,
- nadzor emisija uz primjerene prilagodbe proizvodnih pogona.

Što se tiče prva dva aspekta lako je razabrati kako je riječ o dvije pojavnosti uštede energije. U prošlosti je ušteda energije bila definirana kao svojevrsni oblik virtualne energije i smatralo se kako ga vrijedi podupirati, poglavito u onim slučajevima kad se tako osiguravala energetska neovisnost o uvozu, zamjenjujući energiju iz uvoza investicijama koje stvaraju dobit i otvaraju nova (interna) radna mjesta. Danas se, ne zaboravljajući te pozitivne aspekte, poglavito naglašava činjenica da je uštedena energija ekvivalent energije proizvedene s nultim negativnim ekološkim učinkom. S konceptijskog i termodinamičkog stajališta dva oblika uštede (u potražnji i proizvodnji) potpuni su ekvivalenti.

should act where the dynamics of market trends are not wholly satisfactory, all with the goal of promoting environmental protection and the security of supply, with the criterion of efficiency. This article, however, will not be concerned, except in some marginal aspects, with the problems of the definition and regulation of the organization of the electrical energy markets, which also have great importance in the current situation in which we find ourselves. Attention will be focused primarily on those elements that justify the intervention of public institutions, as follows:

- improvement in the characteristics of the environment,
- support for technologies that are still insufficiently mature to be competitive on the market, that have significant prospects for improvement, and
- promotion of internal sources for improving the security of supply and employment.

3.1 Environment

The first of these topics, i.e. the environment, by all indications arouses the greatest interest among the general public today and is also certainly a focus of attention in the definition of the policies of the European Union. Even if it is relatively easy to assert that improvement in the natural environment (or reduction in the emissions of electrical power plants) is a priority task, it is much more difficult to provide a precise and operative determinant of the concept of improving the environment and to transform this imperative into specific feasible goals.

First of all, it is necessary to emphasize that there are several paths that lead to the same goal, with reduction in detrimental environmental impact. Among them, especially regarding the consumption of electrical energy, the following may be cited:

- reduction in consumption (with the same effects),
- increasing efficiency in the chain of the transformation, transmission and distribution of electrical energy,
- the use of sources that are less polluting (or previously treated sources) in the production of electrical energy, and
- monitoring of emissions with the suitable adaptation of power plants.

The first two items concern two aspects of energy saving. In the past, energy saving was defined as a type of virtual energy and it was believed that it should be supported, especially in those cases in which energy independence from imports was thereby assured, replacing imported energy with investments that create profit and new (internal) job openings. Today, while not forgetting these positive

S gospodarskog stajališta logika nameće da se prednost dâ specifičnoj vrsti štednje koja, *ceteris paribus*, ostvaruje isti cilj, ali uz niže troškove. Ipak, složeno je i vrlo skupo učiniti inventuru svih mogućih tehnologija koje na ovaj ili onaj način mogu dovesti do izvjesne uštede te prikupiti pouzdane podatke o troškovima koje takve specifične tehnologije nameću, da bi se mogla provesti poprečna kontrola količine uštedene energije i odgovarajućeg troška. Sam pojam trošak može se tumačiti i procjenjivati na različite načine. Pored troškova proizvodnje i troškova instaliranja neke određene tehnologije, ponekad može biti primjereno uračunati i vanjske društvene troškove (i/ili koristi) koje razvoj određene tehnologije može donijeti u smislu povećanja zaposlenosti, razvitka domaće industrije itd.

Ako je s jedne strane teško međusobno uspoređivati različita moguća rješenja koja daju istovjetne rezultate (nulti štetni ekološki utjecaj), još je teže utvrditi prioritete kad je riječ o izvorima ili tipologiji postrojenja koja imaju različiti utjecaj na okoliš. Naime, utjecaj na okoliš definira se množinom međusobno nehomogenih emisija koje imaju ponekad sasvim različite štetne utjecaje. Odabrati jedan ili više štetnih utjecaja i smatrati to pokazateljem sveukupnog štetnog utjecaja podrazumijeva, međutim, definiranje sustava relativnih težina temeljem kojeg se ocjenjuje veličina emisije svake pojedine tvari u odnosu na one ostale.

S razumno točnom aproksimacijom može se utvrditi kako većinu štetnog utjecaja koji nastaje djelovanjem elektroenergetskih postrojenja predstavlja atmosfersko onečišćenje. Međutim, ne može se s jednakom sigurnošću reći koji je onečišćivač štetniji od ostalih pa kao takav zaslužuje veću pozornost i hitniju intervenciju kako bi se ostvarilo njegovo kratkoročno i dugoročno smanjenje. Glavni onečišćivači u tom smislu svakako su NO_x , SO_x , čestice, staklenički plinovi i oni su tijekom ovih godina bili predmetom epidemiološkog, agronomskog i kemijskog istraživanja. Unatoč ostvarenom napretku, još je uvijek vrlo teško precizno utvrditi stupanj opasnosti koji donosi svaki pojedini onečišćivač.

Opsežna istraživanja u studiji ExternE [3] provedena 1995. i 1997. godine, koja danas predstavljaju možda najvjerodostojniju i najpotpuniju sintezu stanja stvari na tom području, kvantificiraju štetni utjecaj izražen u gospodarskim pokazateljima po emitiranoj jedinici onečišćenja i to u istom redu veličina kao i za krute čestice, sumporove okside i dušikove okside. Uz određeni oprez kad je riječ o ostvarenoj pouzdanosti u ovoj studiji, smatra se kako ocjene ExternE pružaju prihvatljive podatke o

aspects, there is particular emphasis on the fact that saved energy is equivalent to energy produced with zero negative environmental impact. From the conceptual and thermodynamic standpoints, two forms of saving (in consumption and production) are fully equivalent.

From the economic standpoint, logic dictates that preference should be given to the specific type of saving which, all other things being equal, achieves the same goal but at lower cost. Nonetheless, it is complicated and very expensive to conduct an inventory of all the possible technologies that in this or that manner can lead to some savings and collect reliable data on the costs that such specific technologies impose, in order to implement transverse control of the amount of energy savings and the corresponding costs. The concept of cost can be interpreted and assessed in various ways. In addition to production costs and the installation costs of a specific technology, external social costs (and/or benefits) are sometimes calculated which can be incurred through the development of a specific technology in the sense of increased employment, the development of domestic industry etc.

If from the one side it is difficult to compare the various possible solutions that yield identical results (zero detrimental environmental impact), it is even more difficult to determine priorities when speaking of sources or the typology of facilities that have various environmental impacts. Environmental impact is defined by a multitude of mutually non-homogeneous emissions that sometimes have various detrimental impacts. To choose one or more detrimental impacts and to consider this as an index of the overall detrimental impact implies, however, the definition of a system of relative weights, on the basis of which the amounts of emissions of each individual substance can be evaluated in comparison to others.

With reasonably precise approximation, it is possible to determine that the majority of the detrimental effects that occur due to the operation of electrical energy plants involve air pollution. However, it is not possible with equal certainty to say which pollutant is more detrimental than the others and as such warrants greater attention and more urgent intervention in order to achieve its short-term or long-term reduction. The main pollutants in this sense are certainly NO_x , SO_x , particles and greenhouse gases, which during these years were the subject of epidemiological, agricultural and chemical investigations. Despite the progress achieved, it is still very difficult to determine the precise degree of hazard posed by an individual pollutant.

An extensive investigation in the study ExternE [3] conducted in the years 1995 and 1997, which today

redu veličina šteta nastalih onečišćenjem glavnim makro-onečišćivačima. Ovi se podaci mogu uzeti kao polazna točka pri ocjenjivanju utjecaja na okoliš sveukupnog elektroenergetskog sektora.

Posebna su tema staklenički plinovi. Naime, ocjena troškova koji se pripisuju efektu staklenika i dalje je daleko nesigurnija nego što je to slučaj s takozvanim klasičnim onečišćivačima.

U konačnici može se zaključiti kako negativni gospodarski utjecaj koji nastaje zbog raznih vrsta štetnih emisija, iako ga je nemoguće precizno količinski odrediti kao što se to može promatrajući dobra, cijene i usluge na tržištu, ipak predstavlja polazište koje se nipošto ne može i ne smije zanemariti. Danas je okoliš najvažnije opće dobro čijim raspolaganjem putem zakonske regulative mora upravljati država.

Na temelju rečenog, kad se nastoji definirati nacionalni program djelovanja tijela javne vlasti s ciljem smanjenja štetnog utjecaja sustava proizvodnje i potrošnje električne energije na okoliš, svakako treba imati u vidu kako među mnoštvom mogućih pravaca djelovanja postoji i opcija korištenja tehnologija proizvodnje koje okolišu nanose manju štetu kao i opcija pružanja iste usluge uz manju potrošnju električne energije.

Odrednica koju se želi postaviti za program djelovanja tijela javne vlasti u elektroenergetici polazi prije svega od sljedećih jednostavnih konstatacija:

- ušteda je najčišća emisija,
- električna energija proizvedena iz obnovljivih izvora energije, među kojima valja posebno istaknuti i vrednovati korištenje otpada i biomase, u prosjeku ima manje štetan utjecaj na okoliš (poglavito kad je riječ o makro-onečišćivačima i emisijama stakleničkih plinova) po generiranom kilovatsatu u usporedbi s klasičnim izvorima; osim toga ovakva se proizvodnja približava koncepciji održivosti pa je kao takvu i preporučuju smjernice i programi EU, a i neki najnoviji nacionalni propisi.

Što se tiče prve točke, treba imati u vidu, ako do uštede električne energije dolazi promjenom trošila, da tada treba uzeti u obzir i njihov utjecaj na okoliš. Drugim riječima, temeljitija analiza dobiti ostvarene u zaštiti okoliša zahtijeva provedbu jedne *life cycle analysis* (LCA) alternativnih rješenja.

represents perhaps the most credible and most complete synthesis of the situation in this area, quantifies detrimental impact expressed in economic indices according to emitted units of pollution, in the same order of magnitude as for particles, sulfur oxides and nitrogen oxides. With a certain degree of caution when speaking about the reliability achieved in this study, it is deemed that the assessments of ExternE provide acceptable data regarding the degree of the magnitude of the damage that occurs due to pollution by the main macropollutants. These data can be taken as a starting point in assessing the environmental impact of the total electrical energy sector.

Greenhouse gases are a separate topic. The estimated costs that are attributed to the effect of greenhouse gases continue to be far less certain than in the case of so-called classic pollutants.

In the final analysis, it can be concluded that the negative economic impact that occurs due to various types of harmful emissions, although it is impossible to determine the precise amounts with the same degree of accuracy as when studying goods, prices and services on the market, nonetheless represents a starting point that cannot and must not be ignored. Today the environment is the most important common good that the government must manage via legal regulations.

Therefore, when attempting to define a national program of activity for the institutions of the public authorities with the goal of reducing the detrimental environmental impact of the systems for producing and consuming electrical energy, it is certainly necessary to bear in mind that among the multitude of possible activities, there is also the option of using production technologies that are less detrimental to the environment, as well as the option of providing the same service with lower consumption of electrical energy.

The determinant for a program of activity by the institutions of the public authorities in electrical energy starts first of all from the following simple conclusions:

- saving energy is the cleanest form of emission,
- electrical energy produced from renewable energy sources, among which it is necessary to point out and evaluate the use of wastes and biomass, on average has a less detrimental environmental impact (especially regarding macropollutants and greenhouse gas emissions) per generated kilowatt hour than classical sources. Moreover, such production approaches the concept of sustainability, and as such is recommended by the guidelines and programs of the EU, as well as some of the newest national regulations.

Glede obnovljivih izvora energije može se reći kako su mnoge primjene ExternE metodologije pokazale – možda i znatno preciznije – ono što se već dugo naslućivalo na temelju prethodno provedenih studija: ekološki trošak ovih tehnologija, imajući u vidu i čitav njihov životni ciklus, u prosjeku je niži od onog koji u prosjeku nastaje kod klasičnih fosilnih tehnologija (ovakav zaključak stoji bilo da se uključe ili isključe najnesigurniji gospodarski učinci koji nastaju kao posljedica efekta staklenika).

Tu su, dakle vrlo valjani razlozi da bi se smatralo kako štednja energije i razvoj proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije omogućuju ostvarenje značajnog napretka u očuvanju prirodnog okoliša, što se danas u dovoljnoj mjeri ne uzima u razmatranje kod izračunavanja troškova proizvodnje. Dakle, ako se pokaže da je primjereno korigirati signale koji dolaze s elektroenergetskog tržišta, neovisno o naravi, tj. ako se pođe od odabranog specifičnog instrumenta intervencije, važno je da ta intervencija bude u korelaciji s ekološkom i/ili energetsom uštedom. Slijedom rečenog, program intervencije tijela javne vlasti treba biti usmjeren poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije kao i iz eventualnih drugih neobnovljivih izvora koji donose energetske/ekološku uštedu u usporedbi s energijom koja se proizvodi korištenjem klasičnih tehnologija ili izvora.

3.2 Tehnološka zrelost

Počevši od 90-tih godina obnovljivi izvori energije, uz doprinos ostvarenog tehnološkog razvoja u cjelini, poprimili su sasvim novu vrijednost u očima kritičara diljem svijeta i to ne kao alternativni izvori (i kao takvi sekundarnog značaja) nego zbog njihove kvalitete s ekološkog stajališta. Ovdje treba naglasiti kako prednosti koje donose obnovljivi izvori energije – a i drugi izvori koji osiguravaju uštedu energije – nisu samo ekološke. Kao što je jasno naglašeno u Bijeloj knjizi Europske komisije o obnovljivim izvorima energije [4] njihov razvoj obuhvaća sasvim novi pristup proizvodnji električne energije, uz brojne pogodnosti za društvenu zajednicu na makroekonomskoj razini, zahvaljujući prije svega povećanoj sigurnosti, raznovrsnosti izvora i korištenju lokalnih proizvodnih potencijala.

Bijela knjiga EU kao i drugi programi koji uvode specijalne režime za te izvore na nacionalnoj razini (NFFO u Engleskoj, Regimen especial u Španjolskoj, Stromeinspeisungsetz u Njemačkoj, program Eole 2005 u Francuskoj...), pokazuje kako politički predstavnici na nacionalnoj i nadnacionalnoj razini i te kako uvažavaju ovakav

Regarding the first point, it is necessary to bear in mind that if electricity saving occurs due to changes of the appliances, their environmental impact must be taken into account too. In other words, a thorough analysis of the benefits achieved in environmental protection requires performing a life cycle analysis (LCA) of other solutions.

Regarding renewable energy sources, it can be said that many applications of ExternE methodology have shown – perhaps with significantly more precision – that which has long been suspected on the basis of previously conducted studies, that the environmental cost of these technologies, bearing in mind their entire life cycle, is lower on the average than that which occurs on the average with classic fossil technologies (this conclusion is valid whether or not the most uncertain economic results are included that may occur due to the effect of greenhouse gases).

There are highly valid reasons for the assertion that energy saving and the development of the production of electrical energy from renewable energy sources facilitate significant progress in the conservation of the natural environment, which currently is not being taken into sufficient consideration in the calculation of production costs. Therefore, if it is deemed to be appropriate to correct the signals that come from the electrical energy market, regardless of their nature, i.e. if one starts from a selected specific instrument of intervention, it is important for this intervention to be correlated with environmental and/or energy savings. Consequently, the intervention program by the institutions of the public authorities should be directed at stimulating the production of electrical energy from renewable energy sources and also from eventual other non-renewable sources that result in energy/environmental savings in comparison to energy that is produced by using classical technologies or sources.

3.2 Technological maturity

Owing to technological advances in general, from the beginning of the 1990s, renewable energy sources were reassessed by critics throughout the world, not as alternative sources (and as such of secondary significance) but on the basis of their merits from the environmental standpoint. It is necessary to emphasize that the advantages of renewable energy sources, as well as other sources that provide energy savings, are not solely environmental. As clearly emphasized in the White Paper of the European Commission on Renewable Energy Sources [4], their development encompasses a completely new approach to the production of electrical energy, with numerous advantages for the society on the macroeconomic level, owing first of all to increased security, the variety of sources and the use of local production potentials.

trend razvoja preferencija društvene zajednice, kao i dugoročnu neodrživost današnjih tehnoloških smjernica u elektroenergetici pa oblikuju politiku potpore čistim tehnologijama, sve u cilju bržeg tehnološkog sazrijevanja obnovljivih izvora energije, što zatim donosi smanjenje troškova i širu rasprostranjenost, poglavito u sprezi s postojećom elektrodistribucijskom mrežom. Ove strategije potpore, pored prodora na domaća tržišta, ciljaju i na veću nazočnost na inozemnim tržištima koja pokazuju sve veće zanimanje za vodeća poduzeća u pojedinim tehnologijama.

Efekti programa potpore obnovljivim izvorima energije i slično trebaju se, dakle, ocjenjivati na temelju mnogih elemenata koji doprinose definiranju onoga što je u nekim dokumentima energetske politike nazvano višestrukom dividendom investicije u obnovljive izvore energije. Podupiranje poduzeća iz ovoga sektora na nacionalnoj razini može biti važan strateški odabir u svjetlu moguće afirmacije na svjetskom tržištu, primjerice, stabilna politika potpore proizvodnji električne energije u elektranama na vjetar koju provodi vlada Republike Danske dovela je do toga da danas u toj zemlji električna energija proizvedena vjetroelektranama predstavlja treću stavku u ukupnom izvozu te zemlje.

U konačnici, tijekom 90-tih godina mnogi obnovljivi izvori energije su odavno prošli svoju eksperimentalnu fazu i postali značajan čimbenik u proizvodnji čiste električne energije, a u nekim slučajevima i sasvim solidan realitet. Ipak, u nekim drugim slučajevima stupanj tehnološke zrelosti još je uvijek nizak i krivulja usvajanja na temelju koje bi se moglo očekivati znatnije smanjenje troškova još je uvijek velikim dijelom nešto što još treba svladati. Na temelju ovih elemenata zasniva se argumentacija koja govori u prilog programa potpore diferenciranog prema stupnju razvoja svakog pojedinog izvora ili tehnološkog rješenja.

3.3 Diversifikacija izvora, sigurnost opskrbe i utjecaj na zaposlenost

Treći razlog zbog kojeg je poželjno podržavanje obnovljivih izvora energije povezuje se s klasičnim ciljem energetske politike: dugoročno zajamčiti sigurnost opskrbe. Unatoč smanjenim preokupacijama kad je riječ o nedostatnim isporukama energije do kojih može doći kako zbog fizičkih razloga tako i zbog političkog embarga, odnosno terorističkog djelovanja, i dalje postoji kolektivni interes da se dugoročno uzme u obzir i mogućnost nastanka krizne situacije. Drugim riječima, iako kvantificiranje nije nimalo lako, društvena zajednica spremna je platiti za sigurnost što tržište ne uvažava zbog *free rider* mentaliteta.

The White Paper of the EU as well as other programs that introduce special regimes for these sources at the national level (NFFO in England, Regimen especial in Spain, Stromeinspeisungsetz in Germany, program Eole 2005 in France etc.), show that political representatives at the national and supranational levels are definitely taking into account this trend in public opinion, as well as the long-term unsustainability of today's technological directions in electrical energy and therefore shape a policy of support for clean technologies, all with the goal of accelerating technological maturity of renewable energy sources, thereby achieving lower costs and broader distribution, especially in connection with the existing electricity distribution network. These strategies of support, in addition to penetration on the domestic markets, are also aimed at greater presence on the foreign markets, which are displaying increasing interest in the leading enterprises for individual technologies.

The effects of programs of support for renewable energy sources and the like should, therefore, be evaluated on the basis of many elements that contribute to defining that which in some documents of energy policy is called multiple dividends from investment in renewable energy sources. Support for enterprises from this sector at the national level may be an important strategic choice in the light of possible affirmation on the world market. For example, due to the stable policy of support for wind energy power generation implemented by the government of the Republic of Denmark, electricity generated by wind power plants is the third largest Danish export today.

By the 1990s, many renewable energy sources had long since passed their experimental phase, become a significant factor in the production of clean electrical energy and in some cases were already a reality. Nonetheless, in some other cases the degree of technological maturity is still low and the acceptance curve, on the basis of which significant reductions in costs could be anticipated, requires further efforts. Based on these elements, it is argued that a program of support should be differentiated according to the level of the development of each individual source or technological solution.

3.3 Diversification of sources, security of supply and effect on employment

The third reason that it is desirable to support renewable energy sources is connected with the classic goal of energy policy: the long-term guarantee for the security of supply. Despite reduced preoccupations concerning insufficient deliveries of energy that can occur due to physical causes or political embargo, i.e. terrorist activity, there is still long-term collective interest, taking into account the possibility of a crisis

Obnovljivi izvori energije i ušteda energije koji su po svojoj naravi dugoročno zajamčeni interni izvori, zaslužuju potporu barem po onome što je učinjeno do sada za klasične izvore (poglavito se misli na nuklearnu energiju).

Argument sigurnosti opskrbe povezuje se i s argumentom poboljšanja stanja nezaposlenosti, što je osobito važno u uvjetima kad smo još vrlo daleko od situacije pune zaposlenosti. Naime, za zemlju koja uvozi fosilne energetske izvore kakva je Republika Hrvatska, proizvodnja pomoću obnovljivih izvora energije, kogeneracije i energetske uštede predstavlja, barem djelomično, zamjenu važnih inputa gdje rad i kapital dolaze iz unutarnjih reproduktivnih resursa. Viši trošak proizvodnje obnovljivih izvora energije, kogeneracije i energetske uštede ima za posljedicu povećanje zaposlenosti pa ga možemo promatrati kao *ceteris paribus*, kao subsidijarni oblik u borbi protiv nezaposlenosti. Kako društvo pokazuje visok stupanj spremnosti plaćanja za provedbu mjera za borbu protiv nezaposlenosti, jedan dio potpore obnovljivim izvorima energije, kogeneraciji i energetske uštedi mogao bi se opravdati i s tog razloga.

4 PRIORITETNI CILJEVI I OGRANIČENJA

Ako bi se htjelo istodobno uvažavati tri cilja koje je zacrtala Europska unija (gospodarska opravdanost, zaštita okoliša i sigurnost), a da se pritom ne ulazi u neku analizu uz primjenu mnogo kriterija, moglo bi se reći kako bi u formuliranju osnovnih smjernica energetske politike na području proizvodnje električne energije, trebalo nastojati zajamčiti minimalni ukupni trošak koji proizlazi iz zbroja troškova proizvodnje, ekologije, sigurnosti opskrbe i razvoja. Takva politika zahtijevala bi zadovoljavajuće poznavanje krivulja kretanja potražnje (spremnost na plaćanje) i ponude (troškovi proizvodnje) na temelju karakteristika okoliša, stope zaposlenosti, sigurnosti i razvojnog potencijala svakog pojedinačnog izvora i/ili tehnologije. Ovi podaci postaju sve neprecizniji što se više prelazi s procjene proizvodnih troškova cijena na one ekološke, troškove sigurnosti i razvoja.

U ovome radu se pretežito vodi računa o proizvodnim i ekološkim troškovima, imajući na umu kako izričito uključivanje ovih posljednjih u one proizvodne već samo po sebi predstavlja herojski odabir s obzirom na daleko veću nesigurnost glede njihove numeričke vrijednosti. Što se tiče ostalih elemenata (promicanje

situation. In other words, although quantification is not in the least easy, the society is prepared to pay for security, which the market fails to take into account due to a *free-rider* mentality. Renewable energy sources and energy savings, which by their nature are long-term guaranteed internal sources, deserve at least as much support as has been provided for classical sources (mainly in reference to nuclear energy).

The argument for the security of supply is also connected with the argument of improving the unemployment situation, which is particularly important under conditions when we are still very far from a situation of full employment. For a country that imports fossil energy sources, such as the Republic of Croatia, production using renewable energy sources, cogeneration and energy savings represents, at least partially, a replacement for important inputs where labor and capital come from internal reproductive resources. The higher production costs of renewable energy sources, cogeneration and energy savings would result in higher employment and we can consider it, all other things being equal, as a subsidiary form in the war against unemployment. Since the society demonstrates a high degree of readiness to pay for the implementation of measures in the war against unemployment, one part of the support for renewable energy sources, cogeneration and energy savings could be justified for this reason.

4 PRIORITY GOALS AND LIMITATIONS

In order to take the three goals that have been outlined by the European Union (economic justifiability, environmental protection and security of supply) into account simultaneously, without entering into analysis with the application of multiple criteria, it could be said that the formulation of the basic guidelines of energy policy in the area of the production of electrical energy should attempt to guarantee the minimum total cost that ensues from the sum of the costs of production, environment, security of supply and development. Such a policy would require satisfactory acquaintance with the curves of the trends in demand (readiness to pay) and supply (production costs), based upon the characteristics of the environment, employment rate, security and the developmental potential of each individual source and/or technology. These data become increasingly imprecise as they move from estimates of production costs to estimates of environmental, security and development costs.

It has been decided to consider mainly production and environmental costs in this article, bearing in mind that

sigurnosti, zapošljavanja i razvoja rješenja s velikim potencijalom tehničko-gospodarskog poboljšanja), odabran je pristup po kojem su ti elementi zapravo egzozna ograničenja, odnosno elementi čiju važnost određuje politička vlast.

Jednim dijelom to vrijedi za ekološke ciljeve, poglavito kad je riječ o klimatskim promjenama koje se povezuju s efektom staklenika izazvanim emisijama stakleničkih plinova, premda je stupanj znanstvene sigurnosti da je upravo o tome riječ još uvijek prilično nizak. Odabir po kojem se s problemom proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije, kogeneracije i energetske uštede treba suočiti kao s pitanjem istraživanja u cilju pronalaženja minimalnog ukupnog troška (proizvodnog i ekološkog) nije međutim uobličan kroz neki eksplicitni matematički model, nego će se izložiti kroz razmatranje pojedinih hipoteza.

Zaključno može se reći kako su hipoteze koje će se iznijeti na tragu sljedećeg načela: energetska politika trebala bi težiti cilju minimiziranja troškova proizvodnje električne energije koji su definirani proizvodnim i vanjskim ekološkim troškovima, uz poštivanje egzoznih ograničenja koja se trebaju definirati na političkoj razini. Ova ograničenja mogu nalagati:

- da ukupna emisija stakleničkih plinova na području elektroenergetike ne smije premašiti neku zadanu vrijednost,
- da razvoj proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije (ukupni i/ili djelomični) uz kogeneraciju mora dostići određenu vrijednost,
- da kvota proizvodnje električne energije iz uvoznih izvora ne smije premašiti zadanu vrijednost,
- da eventualno donošenje poticaja za poštivanje navedenih ograničenja ne dovede do prekoračenja nekog određenog godišnjeg (odnosno ukupnog) iznosa.

Kao što je poznato, kod traženja nekog ograničujućeg minimuma postoji opasnost da je rješenje koje bi poštovalo sva zadana ograničenja zapravo nemoguće ostvariti. U ovom slučaju, dok su prva tri ograničenja u svojevrsnoj sinergiji pa ih se može poštivati istodobno, tj. pooštrenjem uvjeta za jedno od njih zapravo se pomaže u osiguranju poštivanja ostalih, financijsko ograničenje je u konfliktu s prethodnima, pa postoji opasnost da ono ne dopušta poštivanje ograničenja ekološke i sigurnosne naravi. U slučaju konflikta među pojedinim ograničenjima mora se utvrditi koje je ograničenje strože postavljeno, odnosno kojem ograničenju treba dati prednost. Nadalje, ako se

the specific inclusion of the latter in production costs already represents a heroic choice, taking into account the far greater uncertainty regarding their numerical values. Regarding other elements (promoting security, employment and development solutions with high potential for technical/economic improvement), an approach has been chosen according to which all these elements are actually exogenous limitations, i.e. elements whose importance is determined by the political authorities.

Partially, this is also the case for environmental goals, especially concerning climate changes that are connected with the greenhouse effect caused by the emission of the greenhouse gases, although the degree of scientific certainty that this is in fact the case is actually fairly low. The choice according to which the problem of the production of electrical energy from renewable energy sources, cogeneration and energy savings should be confronted, as in the question of research with the goal of finding the minimum total cost (production and environmental), is not, however, formed through some explicitly defined mathematical model but will be presented through the consideration of individual hypotheses.

It can be said that the hypotheses that will be presented are in accordance with the following principle: energy policy should aspire to minimize the costs of the production of electrical energy that are defined as production and external environmental costs, with respect for exogenous limitations that should be defined on the political level. These limitations may stipulate the following:

- that the total emissions of greenhouse gases in the area of electrical energy should not exceed a given value,
- that the development of the production of electrical energy from renewable energy sources (total and/or partial) together with cogeneration must reach a determined value,
- that the quota for the production of electrical energy from imported sources should not be permitted to exceed a given value, and
- that the eventual adoption of incentives to respect the cited limitations does not lead to exceeding some determined annual (or total) amount.

In seeking some limiting minimum value, there is the danger that a solution that would respect all the given limitations is actually impossible to achieve. In this case, while the first three limitations are in a type of synergy and can be achieved simultaneously, i.e. making the conditions more stringent for one of them actually helps in meeting the others, the financial limitation is in conflict with the other limitations and there is the danger that it would not permit the

smatra da su ekološko ili sigurnosno ograničenje na višoj razini prioriteta, financijsko se ograničenje može pretvoriti u svojevrсни izborni kriterij: ciljevi se mogu ostvarivati tako da se nastoji minimizirati iznos poticaja (ili ekstra-troškova u odnosu na rješenje s minimalnom cijenom koštanja). Kvantificiranje ograničenja ostaje težak problem političkog izbora kao što to dokazuje činjenica da se u njegovu rješavanju često poziva na neku vanjsku volju višega reda.

4.1 Ograničenje emisija stakleničkih plinova

Utjecaj elektroenergetske proizvodnje na okoliš zasigurno se značajano manifestira emisijom brojnih onečišćivača. Da bi se smanjio štetni utjecaj emisija, odavno su uvedene brojne restrikcije bilo definiranjem ekoloških standarda za pojedinačna postrojenja, bilo postavljanjem dopuštenih maksimalnih ukupnih emisija. Kako ekološke norme utječu na konkurentnost poduzeća koja su izložena međunarodnoj konkurenciji, sve se češće standardi definiraju na temelju međunarodnih sporazuma. Ovakav način djelovanja postaje neizbježan kad treba definirati ukupne emisije čiji su efekti prekogranični ili čak globalni.

Prvi efekti koji su izazvali probleme ove vrste su kisele kiše koje nastaju zbog emisije sumporovih i dušikovih oksida. Godine 1985. u Helsinkiju je potpisan prvi protokol o smanjenju globalnih emisija sumporovih oksida. Taj je protokol dodatno pooštren protokolom iz Osla 1994. godine. Što se tiče dušikovih oksida, 1988. godine potpisan je Sofijski protokol kojim se predviđa obaranje emisija za oko jednu trećinu u odnosu na prvu polovicu 80-tih godina i to do konca stoljeća. Ove obveze prisiljavaju elektroenergetski sektor na promjenu goriva i/ili proizvodnih postrojenja.

U prosincu 1997. godine usvojen je protokol iz Kyota koji industrijski razvijene zemlje obvezuje na smanjenje, u razdoblju od 2008. do 2012. godine, emisija šest stakleničkih plinova, među kojima je svakako najznačajniji ugljikov dioksid, za 5,3 % u odnosu na razinu iz 1990. godine. Ostalih pet plinova su: metan (CH₄), dušikov oksid (N₂O), fluor-ugljkovodici (HFC), perfluorugljkovi spojevi (PFC) i sumporov heksafluorid (SF₆). U Kyotu se Europska unija obvezala smanjiti vlastite emisije za 8 %, a nakon toga, koristeći se mogućnošću raspodjele tako postavljenog cilja na svoje članice kao što je to dopušteno takozvanom *joint implementation* u sastavu protokola, ovo je smanjenje rasporedila na zemlje članice. S obzirom da je Protokol ratificiran, svaka država će trebati donijeti program smanjenja emisija. Provedbu će svake godine provjeravati EU. Jedna

limitations of an environmental and security nature to be met. In the case of conflicts among individual limitations, it must be determined which limitations are more stringently established, i.e. which limitations should be given precedence. Furthermore, if the environmental or security limitations are afforded a high level of priority among the criteria, the financial limitations can be transformed into a type of selection criteria; goals can be achieved while attempting to minimize the amount of the incentive paid (or extra costs in relation to the least expensive solution). The quantification of limitations remains a difficult problem of political choice, as demonstrated by the fact that frequent references are made in its solution to the will of a higher authority.

4.1 Limitation of emissions of greenhouse gases

The impact of the production of electrical energy on the environment is significantly manifested by the emission of numerous pollutants. In order to reduce the detrimental effect of emissions, numerous restrictions have long been introduced for the definition of environmental standards for individual plants and the determination of the permitted maximum total emissions. Since environmental norms affect the competitiveness of companies that face international competition, standards are increasingly defined on the basis of international agreements. Such a manner of operations becomes inescapable when it is necessary to define total emissions, whose effects are transborder or even global.

The first effects that caused problems of this type were due to acid rain, which occurs due to the emission of sulfur and nitrogen oxides. In the year 1985 in Helsinki, the first protocol for reduction in the global emissions of sulfur oxides was signed. This protocol was additionally tightened by the 1994 Oslo Protocol. Regarding nitrogen oxides, in 1988 the Sophia Protocol was signed, according to which emissions would be reduced by approximately one third in comparison to the levels during the first half of the 1980s by the end of the 20th century. These obligations forced the electrical energy sector to change fuels and/or production plants.

In December 1997, the Kyoto Protocol was adopted, which obligates the industrially developed countries to reduce the emissions of six greenhouse gases, among which the most significant is certainly carbon dioxide, during the period from 2008 to 2012 by 5,3 % in comparison to the 1990 level. The other five gases are methane (CH₄), nitrous oxide (N₂O), hydrofluorocarbons (HFC), perfluorocarbon compounds (PFC) and sulfurhexafluoride (SF₆). In Kyoto, the European Union pledged to reduce its own emissions by 8 %. Afterwards, it exercised the option of distributing the established reduction among its

od prvih zadaća tog programa bit će raspodjela redukcije emisija stakleničkih plinova na razne sektore. Jasno je stoga da će protokol iz Kyota značajno utjecati na elektroenergetski sektor i da će obnovljivi izvori energije, kogeneracija i energetske uštede postati važan instrument u poštivanju zadane gornje granice emisija.

4.2 Ograničenje razvoja obnovljivih izvora energije i kogeneracije

4.2.1 Obnovljivi izvori energije

Povećanje uporabe obnovljivih izvora energije kako bi se zadovoljila unutarnja potražnja jedan je od ciljeva energetske politike Europske unije. Zelena knjiga o obnovljivim izvorima energije koju je usvojila Europska komisija 1996. godine [5] predložila je da se utvrdi načelni cilj od 12 % za doprinos obnovljivih izvora energije u bruto energetskej potrošnji EU 2010. godine. Rasprava o tom dokumentu dovela je do rezolucije Europskog vijeća i Europskog parlamenta. Riječ je o izrazito povoljnim dokumentima iako se suštinski razlikuju. Parlament se poziva na brojne ekološke koristi, napredak u rješavanju problema nezaposlenosti i sigurnost obnovljivih izvora energije te predlaže da se utvrdi ciljna vrijednost od 15 % za prodor ovih energetskej izvora. Vijeće pak naglašava kako europska strategija na tom području treba biti usmjerena prema povećanju konkurentnosti i veće afirmacije obnovljivih izvora energije te prihvaća prijedlog kako bi se udvostručio udio obnovljivih izvora energije do 2010. godine. Nadalje, Vijeće naglašava potrebu: usklađenja standarda koji se odnose na obnovljive izvore energije, definiranja mjera za poticanje tržišta, davanje potpore investicijama u nekim slučajevima i razvoja sustava informiranja kako bi se ojačalo povjerenje tržišta preko specifičnog načina djelovanja i usmjeravanja izbora potrošača.

Na toj je osnovi Komisija usvojila Bijelu knjigu kojom se predlaže Akcijski plan za ostvarenje orijentacijskog cilja i postizanja učešća obnovljivih izvora energije od 12 % unutar EU do 2010. godine. Ista Bijela knjiga navodi i ovo: U svakom slučaju treba naglasiti kako je ovaj globalni cilj političke naravi i nije zakonska obveza (str. 10). Nadalje, ona precizira zadaće pojedinih zemalja: Globalni cilj udvostručenja udjela obnovljivih izvora energije na 12 % do 2010. godine znači da države članice moraju poticati rast obnovljivih izvora energije sukladno njihovoj potencijalu. (...) Važno je, dakle, da svaka država članica utvrdi vlastitu strategiju i unutar nje predloži vlastiti doprinos ostvarenju globalnog cilja do 2010. godine, te da navede na koji način se očekuje da će različite tehnologije doprinijeti ostvarenju zadaće. Osim toga, svaka država članica mora

member states, as permitted by so-called joint implementation within the protocol. Since the protocol has been ratified, every country will have to adopt a program to reduce emissions. The EU will monitor its implementation every year. One of the first tasks of this program will be the distribution of the reduction of emissions of greenhouse gases at the sector levels. It is therefore clear that the Kyoto Protocol will have a significant impact upon the electrical energy sector and that renewable energy sources, cogeneration and energy savings will become important instruments in honoring the established upper limits for emissions.

4.2 Limitation on the development of renewable energy sources and cogeneration

4.2.1 Renewable energy sources

Increasing the use of renewable energy sources in order to satisfy internal demand is one of the goals of the energy policy of the European Union. Green Paper for a renewable energy sources, which was adopted by the Commission in 1996 [5] proposed the determination of a goal of 12 % for the contribution of renewable energy sources in the gross energy consumption of the EU in the year 2010. Discussion of this document led to resolutions of the Council of Europe and the European Parliament. These are especially favorable documents, although they are essentially different from each other. The Parliament refers to the numerous environmental benefits, progress in solving the problem of unemployment and the security of renewable energy sources, and proposes the determination of a target value of 15 % for the penetration of these energy sources. The Council emphasizes that European strategy in this area should be oriented toward increasing the competitiveness and greater affirmation of renewable energy sources and accepts the proposal of doubling the share of renewable energy sources by the year 2010. Furthermore, the Council emphasizes the necessity for coordinating the standards that refer to renewable energy sources, defining the measures for market incentives, providing support for investments in some cases, and development of an information system in order to strengthen market confidence through the specific manner of action and guiding consumer choices.

On this basis, the Commission adopted the White Paper, according to which a plan of action is proposed for achieving the orientation goal of 12 % participation by renewable energy sources within the EU by the year 2010. The same White Paper also states the following: In any case, it is necessary to emphasize that this global goal is of a political nature and is not a legal obligation (p. 10). Furthermore, it precisely stipulates the tasks of individual countries: The global goal of doubling the share of renewable energy sources to 12 % by the year 2010 means that member states must provide incentive for the growth of renewable

jasno odrediti mjere koje kani poduzeti kako bi se postigao takav razvoj.

Politika Europske unije je, dakle, ostavila mnogo slobode djelovanja državama članicama [6] kada je riječ o izvorima koje treba razvijati (koji očito variraju od zemlje do zemlje), kao i o instrumentima koje treba razviti, odnosno o konačno zacrtanoj količini. Ipak, 1998. godine Komisija je donijela prvi nacrt prijedloga smjernice Europske unije glede pristupa obnovljivim izvorima energije na unutarnjem elektroenergetskom tržištu. Tom se smjernicom utvrđuju općenita načela i globalni količinski ciljevi njihova razvoja.

Iz analize prognoza koje su dane Bijelom knjigom (tablica 1) jasno se, međutim, razabire kako bi 3/4 ukupnog porasta proizvodnje električne energije putem obnovljivih izvora energije trebalo dolaziti iz iskorištavanja biomase izraženo u tonama ekvivalentne nafte (90 Mten od ukupno 123 Mten). Analogno tome, povećanje doprinosa obnovljivih izvora energije u ukupnoj proizvodnji električne energije trebalo bi prije svega biti posljedica sve većeg iskorištavanja biomase (oko 200 TWh od 338 TWh), a isto tako bi trebao biti značajan i doprinos iskorištavanja energije vjetra.

energy sources according to their potential. (...) It is important, therefore, that every member state determines its own strategy, and within it propose its own contribution to achieving the global goal by the year 2010. The anticipated manner in which the various technologies would contribute to achieving the task should be stated. Moreover, each member state must clearly determine the measures it intends to undertake in order to achieve such development.

The policy of the European Union, therefore, has left much freedom of activity to the member states [6] regarding the sources that should be developed (that obviously vary from country to country), as well as the instruments that have to be developed, i.e. the final determination of the quantity. Nonetheless, in 1998, the Commission adopted the first draft of the proposed guidelines of the European Union regarding the approach to renewable energy sources on the internal electrical energy market. These guidelines establish the general principles and global quantitative goals for their development.

From analysis of the forecasts provided by the White Paper (Table 1), it can be clearly discerned that three-quarters of the total growth of electrical energy via renewable energy sources should come from the use of biomass, expressed in million tons of oil equivalent (90 MTOE of the total 123 MTOE). Analogously, the increased contribution of renewable energy sources in the total production of electrical energy should be, first of all, the consequence of the ever increasing use of biomass (approximately 200 TWh of the total 338 TWh). Similarly, the contribution to the production of electrical energy using wind energy should be significant.

Tablica 1 – Prognozirana potrošnja električne energije za 2010. godinu iz obnovljivih izvora energije unutar Europske unije [4]
 Table 1 – Forecast of the consumption of electrical energy for the year 2010 from renewable energy sources within the European Union [4]

Tip izvora / Type of source		Potrošnja 1995. godine / Consumption in the year 1995				Predviđena potrošnja 2010. godine / Forecast consumption in the year 2010			
		Konvencija Eurostat / Eurostat Convention		Načelo supstitucije / Substitution principle		Konvencija Eurostat / Eurostat Convention		Načelo supstitucije / Substitution principle	
		Mten/ MTOE	%	Mten/ MTOE	%	Mten/ MTOE	%	Mten/ MTOE	%
1	Energija vjetra / Wind energy	0,35	0,02	0,9	0,06	6,9	0,44	17,6	1,07
2	Ukupno HE / Total hydroelectric power	26,4	1,9	67,5	4,8	30,55	1,93	78,1	4,78
2a	Velike HE */ Large hydroelectric power plants	(23,2)		(59,4)		(25,8)		(66,0)	
2b	Male HE / Small hydroelectric power plants	(3,2)		(8,1)		(4,75)		(2,1)	
3	Solarne elektrane / Solar energy plants	0,002		0,006		0,26	0,02	0,7	0,05
4	Biomasa / Biomass	44,8	3,3	44,8	3,12	135,0	8,53	135,0	8,27
5	Geotermalni izvori / Geothermal sources	2,5	0,2	1,2	0,1	5,2	0,33	2,5	0,15
6	Termo solarni izvori energije / Thermal solar energy sources	0,26	0,02	0,26	0,02	4,0	0,25	4,0	0,28
Ukupno obnovljivi izvori energije / Total renewable energy sources		74,3	5,44	114,7	8,1	182,0	11,5	238,0	14,6
7						35	2,2	35	2,1
Ukupna potrošnja / Total consumption		1 366		1 409		1 583**		1 633	

* uključujući pumpanje / Including pumping

** prije Kyoto protokola / Prior to the Kyoto Protocol

4.2.2 Kogeneracija topline i električne energije

I što se tiče kombinirane proizvodnje topline i električne energije Europska unija je već i ranije zauzimala stajališta koja su jasno naglašavala značaj koji EU pridaje toj tehnologiji. Priopćenje Komisije Europskom vijeću i Europskom parlamentu iz 1997. godine jasno navodi kako je kombinirana proizvodnja topline i električne energije jedna od rijetkih tehnologija koje značajno doprinose kratkoročnom i dugoročnom napretku EU na području energetske učinkovitosti i općenito na području njene ekološke politike. U tom smislu Komisija je smatrala realnim udvostručenje postojećeg udjela kombinirane proizvodnje topline i električne energije od 9 % do 2010. godine. Zbog toga je EU pozvala države članice na definiranje vlastitih razvojnih planova prema zajedničkoj metodologiji koju će koordinirati Europska komisija. Komisija je obznanila da će godišnje kontrolirati razvoj udjela kombinirane proizvodnje topline i električne energije na europskoj razini. Pored ostalih prednosti, ovo bi omogućilo bolju kvantifikaciju napretka ostvarenog u reduciranju/stabiliziranju emisije CO₂.

Kao što se vidi, i u ovome slučaju jasna je orijentacija Europske unije prema određenom

4.2.2 The cogeneration of thermal and electrical energy

Regarding the combined production of thermal and electrical energy, the European Union has previously assumed positions that clearly emphasize the significance that the EU affords this technology. The statement by the Commission to the European Council and to the European Parliament in 1997 clearly affirms that the combined production of thermal and electrical energy is one of the rare technologies that significantly contributes to the short-term and long-term progress of the EU in the area of energy efficiency and generally in the area of its environmental policy. In this sense, the Commission deemed it realistic to aim for a double the present 9 % rate of the combined production of thermal and electrical energy by the year 2010. Therefore, the EU has called upon member states to define their own development plans according to a common methodology that will be coordinated by the European Commission. The Commission announced that the development of the penetration of the combined production of thermal and electrical energy at the European level will be controlled annually. In addition to other advantages, this would facilitate better quantification of progress achieved in the reduction/stabilization of CO₂ emissions.

minimalnom postavljenom cilju kad je riječ o razvoju kogeneracija topline i električne energije, a to će postati svojevrsno vanjsko ograničenje za sve zemlje članice.

4.3 Ograničenje sigurnosti opskrbe

Sigurnost isporuke električne energije može se ostvariti na različite načine: maksimalnim razvojem proizvodnje iz nacionalnih izvora ili izvora u kojima je nacionalni udio najveći, uz diversifikaciju korištenih izvora i/ili zona opskrbe, sklapanjem sporazuma i razvojem trgovačkih odnosa s dobavljačima itd. Dakle, nema jednostavnog načina kojim bi se moglo definirati ograničenje koje bi na zadovoljavajući način moglo zajamčiti potpunu sigurnost opskrbe. S time u svezi mogu se razviti različiti pokazatelji stupnja diversifikacije. Mogla bi se, primjerice, utvrditi minimalna vrijednost Herfindahlovog indeksa ili pak maksimalna kvota električne energije proizvedene iz pojedinačnog uvezenog izvora.

U svakom slučaju, da bi se moglo raspolagati operativnim ograničenjem Parlament ili Vlada bi trebali za to preuzeti izričitu odgovornost. Do toga, međutim, nikad nije došlo, a čini se da niti ubuduće takvo što se ne može očekivati. Stoga, kriterij sigurnosti isporuke (opskrbe) koji se može dovesti u spregu s nastojanjima u smislu diversifikacije izvora, koristit će se samo u kvalitativnom smislu. Drugim riječima, mora se priznati kako je u ovome slučaju riječ o ograničenju koje je mnogo slabije definirano od onih prethodnih. S druge pak strane treba imati u vidu kako zbog pripadnosti Europskoj uniji, isti instrumenti koji se koriste za osiguranje poštivanja ovog ograničenja moraju biti kompatibilni s europskim propisima koji sve više sužavaju koncepciju čisto nacionalne naravi problema sigurnosti opskrbe.

4.4 Financijsko ograničenje

Ekološka, energetska i sigurnosna ograničenja mogu značajnije povisiti proizvodni trošak dobave električne energije ako ciljevi smanjenja štetnog utjecaja na okoliš i razvoja obnovljivih izvora energije postanu ambiciozniji. Ako se još i usvoji sustav financijskih poticaja kako bi se postavljeni ciljevi ostvarili, može se dogoditi da potrebni iznosi probiju državni proračun ili su pak takvi da ih potrošači električne energije nisu spremni platiti. Naime, ako zbog jednostavnosti uzmemo primjer ograničenja proizvodnje određene ukupne količine električne energije iz poticanih izvora imat ćemo:

The European Union is also clearly oriented toward a specific minimum established goal regarding the development of the cogeneration of thermal and electrical energy, which will serve as a type of external limitation for all the member states.

4.3 Limitation on the security of supply

The security of the delivery of electrical energy can be achieved in various ways: through the maximum development of production from national sources or sources in which the national share is the greatest, together with diversification of the sources used and/or the supply zones, entering agreements and developing commercial relations with suppliers etc. Thus, there is no simple manner for defining the limitations that would satisfactorily guarantee complete security of supply. In connection with this, various indices can be used for the degree of diversification. For example, it would be possible to determine the minimum value of the Herfindahl index or the maximum quota of electrical energy generated from an individual imported source.

In any case, in order to allocate the operative limitations of the Parliament or Government, it would be necessary to take specific responsibility. However, it never came to that and it appears that something like this cannot be expected in the future. Therefore, the criteria for the security of delivery (supply) which can be linked to attempts in the sense of the diversification of sources, will only be used in the qualitative sense. In other words, it must be admitted that this concerns a limitation that is much more poorly defined than the previous ones. On the other side, it is necessary to bear in mind that due to membership in the European Union, the same instruments that are used for assuring compliance with these limitation must also be compatible with the European regulations that are increasingly narrowing the concept of the purely national nature of the security of supply.

4.4 Financial limitation

Environmental, energy and security limitations can significantly increase the production cost of the energy supply if the goals for reducing detrimental environmental impact and the development of renewable energy sources become more ambitious. If a system of financial incentives is also adopted in order to achieve the set goals, it could happen that the necessary amounts exceed the state budget or are such that the consumers of electrical energy are not prepared to pay. If, for purposes of simplicity, we take an example of the limitation of the production of certain total quantities of electrical energy from the promoted sources, we obtain the following:

$$I_{\text{tot}} = \sum_{i,k} p_i \cdot E_{i,k}, \quad (1)$$

$$\sum_{i,k} E_{i,k} = E_{\text{tot}}, \quad (2)$$

gdje je:

- I_{tot} – ukupni trošak poticane proizvodnje,
 p_i – poticana cijena energije proizvedene u postrojenima i -te kategorije,
 E_{tot} – ukupno proizvedena energija svih poticanih postrojenja.

Ako (1) predstavlja ograničenje, tada se može dogoditi:

where:

- I_{tot} – the total cost for promoting production,
 p_i – incentive price of energy produced in plants of the i category, and
 E_{tot} – total energy produced by all plants provided with incentives.

If (1) represents limitation, the following may occur:

$$I_{\text{tot}} > I_{\text{tot-raspoloživo/available}}. \quad (3)$$

Potonje iskazuje senzibilnost odluke koja rezultira povećanim troškovima za državu ili potrošače, iz čega može proizlaziti neefikasnost poticaja.

The above demonstrates the sensitive nature of a decision that results in increased costs for the state or consumers, which can render incentives ineffective.

5 ZAKLJUČAK

Ovaj kratki retrospektivni pregled koji se odnosi na energetska politiku dostatan je da bi se uvidjelo kako se prešlo s pretežite brige za sigurnost opskrbe na skrb za konkurentnost i poštivanje okoliša. Naravno da je namjera preći s ciljeva na instrumentarij, na što ukazuje da je u osamdesetima i devedesetima čarobna riječ programiranje ustupila mjesto promicanju tržišta. Važno je, dakle, da svaka država utvrdi svoju strategiju koja sadrži vlastiti doprinos ostvarenju globalnog cilja, te se očekuje da će optimum (za državu) mješavina proizvodnih tehnologija doprinijeti ostvarenju zadaće.

Iz kratke analize proizlazi mogućnost definiranja raspona unutar kojeg se donose ekonomsko-političke odluke o poticajima obnovljivim izvorima energije u cilju povećanja njihovog udjela u elektroenergetskom sustavu.

5 CONCLUSION

This brief retrospective regarding energy policy is sufficient to provide insight into the shift that has occurred from primary concern for a security of supply to concern for competitiveness and respect for the environment. Naturally, the intention is to move from goals to instrumentation. Thus, during the 1980s and 1990s the magic word programming was supplanted by market incentive. It is important for every state to determine its own strategy, which should contain its own contribution to the achievement of the global goal. It is anticipated that the optimum mixture of production technologies for the state will contribute to the achievement of the task.

Through analysis, it should be possible to define the range within which economic/political decisions regarding incentives for renewable energy sources are made, with the goal of increasing the percentage of renewable energy sources within the electrical energy system.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] PELTZMANN S., The Economic Theory of Regulation After a Decade of Deregulation, Brooking Papers on Economic Activity, 1989
- [2] Commission of European Communities, An Energy Policy for the European Union, COM (95) 682, White Paper, 1995
- [3] ECOTEC, Political and Legal Framework and Non-technical Barriers to Renewable Energy, a final report to the Directorate General for Research of the EU Parliament, October 1995
- [4] Commissione delle Comunita' Europee, Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili, Libro bianco per la strategia comunitaria, COM(97) 599 finale, 1997
- [5] Commission of the European Communities, Energy for the Future: Renewable Sources of Energy, COM (96)576, Green Paper, 1996
- [6] De Paoli, L., La regolamentazione dei servizi di pubblica utilita' in cambiamento, in De Paoli, L., a cura di, Regolamentazione e mercato unico dell'energia, F. Angeli, Milano, 1993

Uredništvo primilo rukopis:
2007-05-30

Manuscript received on:
2007-05-30

Prihvaćeno:
2007-06-18

Accepted on:
2007-06-18

ANALIZA FINANCIJSKOG RIZIKA U VREDNOVANJU PROJEKATA IZGRADNJE VJETROELEKTRANA RISK ANALYSIS METHODOLOGIES FOR THE FINANCIAL EVALUATION OF WIND ENERGY POWER GENERATION PROJECTS

Luka Lugarić, prof. dr. sc. Slavko Krajcar, Sveučilište u Zagrebu,
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska
Doc. dr. sc. Ante Ćurković, HEP d.d.,
Ulica Grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

Slijedom europske legislative i energetske trendove, Hrvatska mora znatno povećati broj obnovljivih izvora energije u elektroenergetskom sustavu. Jedan od tržištu trenutno najatraktivnijih su vjetroelektrane. S obzirom da europska iskustva razvoja, izgradnje i korištenja vjetroelektrana pretežno primjenjuju model projektnog financiranja, potrebno je ustanoviti okvir za analizu financijske isplativosti ulaganja u izgradnju vjetroelektrane. K tome, za povećavanje sigurnosti ovakvih investicija, potreban je brz i učinkovit sustav analize investicijskih rizika projekta kako bi se oni mogli smanjiti na planirane ili ekonomski podnošljive razine. S ovim ciljevima, u radu se prezentira model financijske ocjene projekata proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana uz korištenje elemenata analize rizika. Korišteni su podaci iz projektnih podloga vjetroelektrane nazivne snage 18 MW, koja se planira izgraditi na području Zadarske županije u okolici Benkovca. Za slučajeve kada ne postoje referentni dokumenti za Hrvatsku korišteni su podaci i iskustva iz europskih projekata.

Pursuant to European legislative and energetics trends, Croatia must significantly increase the number of renewable energy sources in the electrical energy system. Wind power plants are among the most attractive on the market. Since the European experiences of the development, construction and utilization of power plants predominantly employ the project financing model, it is necessary to establish a framework for the analysis of the financial profitability of investments in the construction of a wind power plant. Moreover, in order to increase the security of such investments, a rapid and efficient system is required for the analysis of the investment risks of the project in order to reduce them on the planning or acceptable economic levels. With these goals, a model for the financial evaluation of wind energy power generation projects is presented, together with the elements of the risk analysis employed. The data used are from a project for a wind power plant with a power rating of 18 MW, which is planned for construction on the territory of Zadar County in the environs of Benkovac. In cases where there are no reference documents for Croatia, data and experiences from European projects are used.

Ključne riječi: analiza rizika, financijska analiza, obnovljivi izvori energije, vjetroelektrane
Key words: financial analysis, renewable energy sources, risk analysis, wind power plants



1 UVOD

Rastuća potrošnja električne energije, uvjeti sve nesigurnije opskrbe naftom i prirodnim plinom i očekivane klimatske promjene koje predstavljaju opasnost za energetske sustave s relativno velikim udjelom hidroelektrana, traži od stručnjaka da pozorno razmotre provedbu strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2020/2030. godine u okvirima najnovijih stajališta EU Komisije u svezi sigurnosti energetske opskrbe i uvozne ovisnosti zemalja članica EU [1].

Procjene eksperata [2] ukazuju da će u 2030. godini fosilna goriva pokrivati oko 70 % svjetske i 60 % europske proizvodnje električne energije. Te iste procjene kažu da će obnovljivi izvori energije imati sve značajniju ulogu u strukturi proizvodnje energije. Nuklearna energija pak zadržava umanjenu, no još uvijek ozbiljan udio.

Prema podacima Eurostata [3], energetska uvozna ovisnost EU27 će 2030. godine porasti s 56 % (2005.) na 64 %, pri čemu će ovisnost EU27 o uvozu nafte iznositi 94 %, prirodnog plina 84 %, a kamenog ugljena 59 %.

Za razliku od navedene procjene eksperata, o ulozi fosilnih goriva u svijetu i Europi 2030. godine, Europska udruga za vjetroenergiju (European Wind Energy Association – EWEA) uvjerava Europsku komisiju i javnost da su obnovljivi izvori energije s naglaskom na energiju vjetra te provedba mjera učinkovite proizvodnje i potrošnje energije moguća rješenja za zaštitu klime, smanjenje uvozne ovisnosti i povećanje sigurnosti opskrbe energijom [4].

Trendovi u europskom, ali i hrvatskom zakonodavstvu stvaraju pozitivnu investicijsku klimu za rast proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana, stoga je sveobuhvatno razmišljanje o projektima izgradnje vjetroelektrana postala i hrvatska stvarnost.

Projekti proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana trend su diljem svijeta. Najizraženiji su u Europi, dok su u Hrvatskoj na samom početku. Razlozi značajne izgradnje i popularnosti vjetroelektrana su mnogobrojni, no prije svega su to:

- smanjivanje investicijskih i proizvodnih troškova zbog razvitka tehnologije korištenja energije vjetra,
- sve veća društvena briga za zaštitu okoliša i
- državni poticaji razvoju i izgradnji vjetroelektrana.

1 INTRODUCTION

The growing consumption of electrical energy, increasingly uncertain conditions for the supply of oil and natural gas, and the anticipated climate changes that pose danger for energy systems with a relatively high percentage of hydroelectric power plants require the careful professional study of the implementation of the energy development strategy of the Republic of Croatia up to 2020/2030, within the framework of the newest positions of the EU Commission regarding the safeguarding of the energy supply and import dependence of the Member States of the EU [1].

According to experts [2], fossil fuels will cover approximately 70 % of world and 60 % of European electricity production in the year 2030. These calculations state that renewable energy sources will have an increasingly significant role within the structure of energy production. Nuclear energy will maintain a lower but still significant percentage.

According to Eurostat data [3], the energy dependence of the EU27 will increase by the year 2030 from 56 % (2005) to 64 %, with 94 % dependence on oil imports, 84 % dependence on natural gas and 59 % dependence on anthracite coal.

In contrast to these expert predictions regarding the role of fossil fuels in the world and Europe in the year 2030, the European Wind Energy Association – EWEA is attempting to convince the European Commission and public that renewable energy sources with emphasis on wind energy and the implementation of measures of effective energy production and consumption could be a possible solution to climate protection, reducing energy dependence and increasing the security of the energy supply [4].

Trends in European and Croatian legislation are creating a positive investment climate for growth in the production of electrical energy from wind power plants. Therefore, the comprehensive consideration of projects for the construction of wind power plants has also become a reality in Croatia.

Projects for the production of electricity from wind power plants represent a worldwide trend, particularly in Europe, while in Croatia they are just beginning. There are numerous reasons for the significance and popularity of wind power plants, primarily the following:

- reduction of investment and production costs due to the development of the technology of harnessing wind energy,

U ožujku ove godine Republika Hrvatska je donijela tri podzakonska akta iz područja obnovljivih izvora energije (OIE): Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije [5] određuje pravo povlaštenih proizvođača električne energije na poticajnu cijenu električne energije koju operator tržišta plaća za isporučenu električnu energiju; Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [6] određuje način korištenja, visinu, obračun, prikupljanje, raspodjelu i plaćanje naknade za poticanje proizvodnje električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije; Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora i kogeneracije čija se proizvodnja potiče [7] propisuje minimalni udio električne energije proizvedene iz postrojenja koja koriste OIE-e te određuje ciljeve Republike Hrvatske u proizvodnji električne energije iz postrojenja koja koriste OIE. Tim se dokumentima definira namjera Vlade RH da do kraja 2010. godine udio proizvodnje električne energije iz OIE, čija se proizvodnja potiče, u bruto potrošnji (proizvodnja + uvoz – izvoz) bude najmanje 5,8 %.

Europska iskustva razvoja, izgradnje i korištenja vjetroelektrana ukazuju na pretežitost primjene modela projektnog financiranja, prije svega zbog učinkovite raspodjele i upravljanja brojnih rizika, tehnoloških, pravnih i financijskih. Projektno financiranje je oblik financiranja izgradnje projekta u kojem je tijekom novca (engl. *cash flow*) projekta ujedno i izvor i jamac povrata korištenih izvora financiranja. Kreditore i ulagače prihvaćaju da će im novac biti vraćen jedino iz stvorenog tijekom novca projekta i da im se to jamči jedino imovinom projekta. Prihvaćanjem tako ograničenog jamstva kreditore prihvaćaju da, u slučaju nedovoljnog tijeka novca projekta, neće regresirati taj manjak iz ostale imovine vlasnika izvan projekta. Banke u razumnim uvjetima prihvaćaju kreditiranje investicije u cijelosti, ako imaju dovoljnu kontrolu nad projektom, a što pak najčešće ostvaruju tako što su i same dijelom vlasnici projekta (26 % do 51 %).

Naglasak u ovom radu je na financijskoj analizi projekta izgradnje vjetroelektrane. Da bi se osiguralo isplativo financiranje projekta izgradnje vjetroelektrane, nužno je upravljanje rizicima na način da se na najmanju moguću mjeru smanji vjerojatnost pojave negativnog učinka u financijskim tijekovima projekta. Umjesto determinističke analize, u ovom se radu razmatra mogućnost stohastičkih promjena nekih od parametara koji utječu na isplativost izgradnje vjetroelektrana. Ovakvu analizu mogu primjenjivati

- increasing social concern for environmental protection, and
- government incentives for the development and construction of wind power plants.

In March of this year, the Republic of Croatia adopted three regulations in the area of renewable energy sources (RES): Tariff System for the Production of Electrical Energy from Renewable Sources and Cogeneration [5] determines the entitlement of authorized producers of electrical energy to incentive prices for electrical energy that the market operator pays for the delivery of electrical energy; Regulations for Compensation for Providing Incentive for the Production of Electrical Energy from Renewable Energy Sources and Cogeneration [6] determine the manner of use; the amount, itemized accounting, collection, allocation and payment of compensation for providing incentives for the production of electrical energy from plants that use renewable energy sources; and the Regulations on the Minimum Percentage of Electrical Energy Produced from Renewable Sources and Cogeneration, the Production of Which is Encouraged [7], stipulate the minimum percentage of electrical energy produced from plants that use renewable energy sources and establish the goals of the Republic of Croatia in the production of electrical energy from plants that use renewable energy sources. These documents define the intention of the Government of the Republic of Croatia that the percentage of the production of electrical energy from renewable energy sources in the total will be a minimum of 5,8 % by the end of the year 2010.

European experience in the development, construction and use of wind power plants shows a predominance of the application of project financing models, primarily due to the effective distribution and management of the numerous risks of a technological, legal and financial nature. Project financing is a form of financing the construction of a project in which the cash flow of the project is also the source and guarantor of the return of the sources of financing used. Creditors and investors accept that their money will only be returned from the cash flow created by the project and that this is only guaranteed to them by the project property. By accepting such a limited guarantee, creditors accept that in the event of the insufficient cash flow of the project, this deficit will not regress from the other property of the owner outside the project. Under reasonable conditions, banks agree to finance an investment in its entirety if they have sufficient control over a project, which they most often achieve by becoming partial owners of the project (26 % to 51 %).

The emphasis in this article is upon the financial analysis of a project for the construction of a wind power plant. In order to secure profitable financing of

i projektanti, ali su ciljana skupina prije svega investitori i kreditori.

2 ZAŠTO GRADITI VJETROELEKTRANE?

Prema literaturi [2] i [8] do [10] osnovni su razlozi izgradnje vjetroelektrana sljedeći:

- proizvodnja električne energije sa što manjom infrastrukturom i što nižim troškovima pogona i održavanja te što manjim utjecajem na okoliš,
- proizvodnja vjetroelektrana doprinosi većoj sigurnosti opskrbe i smanjuje uvoznu ovisnost,
- cijena električne energije proizvedene u vjetroelektrani nije osjetljiva na promjene na tržištu primarnih energenata (nafta, ugljen i prirodni plin),
- korištenje energije vjetra je u suglasju s načelima održivog razvitka,
- energija vjetra je obnovljivi izvor energije čiji potencijal ostaje u nasljeđe budućim generacijama i bez je štetnih učinaka i posljedica na klimu,
- jedan MW instalirane snage omogućuje otvaranje 15 do 19 izravnih ili neizravnih radnih mjesta. Vjetroelektrane ostvaruju i do 10 puta veći učinak na zaposlenost od drugih energetske izvora (npr. nuklearnih elektrana),
- vjetroelektrane su energetska tehnologija s minimalnim učinkom na okoliš, nema procesa izgaranja, nema emisija štetnih tvari, nema utjecaja na kvalitetu zraka ili vode, nema degradacije tla. Nakon završetka životnog vijeka i demontaže postrojenja ne ostaje nikakav otpad koji treba trajno pohraniti i koji bi dugoročno štetno opteretio okoliš,
- u svezi s prostornim planiranjem vjetroelektrane su objekti koji se bez poteškoća integriraju u druge gospodarske aktivnosti poput vinogradarstva, uzgoja prizemnih poljoprivrednih kultura, ovčarstva, izgradnje plastenika, sušara, uzgoja bilja, pčelarstva, malih prerađivačkih pogona i drugo. Prednost vjetroelektrana jest u tome što se mogu smjestiti podjednako na neobrađivim površinama (goletima, kamenjarima), na morskoj pučini ili na poljoprivrednom zemljištu (livade, pašnjaci, oranice),
- prednost vjetroelektrana je i relativno kratko vrijeme izgradnje (do godine dana od početka izgradnje),
- zemlje koje su se opredijelile za izgradnju vjetroelektrana i proizvodnju opreme za vjetroelektrane za svoje potrebe i svjetsko tržište, ostvarile su snažan znanstveni i industrijski

a project for the construction of a wind power plant, risk management is essential in a such manner that the possibility for the occurrence of a negative effect in the financial flows of the project is reduced to a minimum. Instead of deterministic analysis, in this article the possibility is considered of stochastic changes in some of the parameters that affect the profitability of building wind power plants. Such analysis can be applied by designers but the target group is primarily investors and creditors.

2 WHY BUILD WIND POWER PLANTS?

According to the literature, [2] and [8] to [10], the basic reasons for building wind power plants are as follows:

- electrical energy is produced with the least possible infrastructure and the lowest possible operational and maintenance costs, with the least possible impact upon the environment,
- the production by wind power plants contributes to the greater security of the supply and reduces import dependence,
- the price of electrical energy produced by wind power plants is not susceptible to changes on the market of primary energy sources (oil, coal and natural gas),
- the use of wind energy is consistent with the principles of sustainable development,
- wind energy is a renewable energy source, the potential of which will be part of the inheritance of future generations, without harmful effects and repercussions on the climate,
- one MW of installed capacity makes 15 to 19 direct or indirect job openings possible. Wind power plants have up to 10 times greater impact on employment than other energy sources (for example, nuclear power plants),
- wind power plants are the energy technology with the minimum environmental impact. They do not involve the combustion process, they do not have harmful emissions, they do not have an impact on the air or water quality and they do not cause soil degradation. After the end of the lifetime and disassembly of the equipment, no waste remains that has to be permanently stored or that would have long-lasting negative environmental impact,
- in connection with physical planning, wind power plants are facilities that can be integrated within other economic activities such as vineyards, the surface cultivation of agricultural crops, sheep raising, greenhouse construction, curing sheds, plant cultivation, beekeeping, small processing plants etc. without difficulty.

napredak u tom sektoru industrije (npr. Danska, Njemačka, Španjolska);

- vjetroelektrane kao decentralizirani proizvodni objekti, većinom izgrađeni na periferiji električnih mreža, u pravilu utječu na smanjenje električnih gubitaka u mrežama srednjeg i visokog napona,
- izgradnjom vjetroelektrana osnažuju se infrastrukturno nerazvijena područja,
- proizvodnja električne energije u vjetroelektranama je atraktivna i za zemlje u razvoju,
- proizvodnja električne energije u vjetroelektranama je trenutačno najpovoljniji oblik korištenja obnovljivih izvora energije,
- zahvaljujući iznimnom tehnološkom napretku u proizvodnji opreme i izgradnji vjetroelektrana u posljednjem desetljeću, korištenje vjetroenergije je dostupno i poduzetnicima s ograničenim financijskim mogućnostima.

3 EKONOMSKE ZNAČAJKE IZGRADNJE VJETROELEKTRANA

Kroz svoj vijek trajanja, vjetroelektrana ostvaruje prihode na temelju prodaje proizvedene električne energije kojom se pokrivaju rashodi i nastoji ostvariti dobit. Pri tome se rashodi, odnosno troškovi izgradnje i pogona vjetroelektrane mogu podijeliti u tri osnovne skupine:

- troškovi investicijskih ulaganja,
- troškovi pogona i održavanja i
- porezi i doprinosi.

Struktura investicijskih ulaganja vjetroelektrane, koja je uzeta kao primjer u ovom radu, predložena je u tablici 1. U cijenu opreme uključena je sljedeća oprema i usluge (ukupnog iznosa oko 1 000 EUR/kW):

- oprema ugrađena u kabinu vjetroturbine,
- lopatice,
- servisno dizalo,
- stup vjetroturbine,
- posebna armatura za temeljenje vjetroturbine,
- gromobranska zaštita,
- prijevoz vjetroturbine do lokacije,
- montaža opreme,
- oprema za daljinski nadzor i sustav upravljanja vjetroturbinom,
- oprema koja se ugrađuje po zahtjevu operatora sustava,
- standardna tehnička dokumentacija,
- osiguranje opreme koja je predmet isporuke,
- prvi servis vjetroturbine,
- standardno signalno svijetlo i

The advantage of wind power plants is that they can also be located on uncultivated surfaces (bare land, rocky ground, stone quarries), on the open sea or agricultural land (meadows, pastures or fields),

- another advantage of wind power plants is the relatively short construction period (up to one year from the beginning of construction),
- countries that have become oriented toward the construction of wind power plants and produce equipment for wind power plants for their own needs and the world market have made powerful scientific and industrial advances in this sector (for example, Denmark, Germany and Spain),
- wind power plants as decentralized production facilities are in the majority of cases built on the peripheries of electricity networks and as a rule affect the reduction of electricity losses in medium-voltage and high-voltage networks,
- the construction of wind power plants strengthens the infrastructures of underdeveloped regions,
- the production of electrical energy in wind power plants is also attractive for developing countries,
- the production of electrical energy in wind power plants is currently the most desirable form of utilizing renewable energy sources,
- owing to exceptional technological advances in the production of equipment and the construction of wind power plants during the past decade, the use of wind power is also accessible to entrepreneurs with limited financial means.

3 THE ECONOMIC CHARACTERISTICS OF THE CONSTRUCTION OF WIND POWER PLANTS

During the operational lifetime of a wind power plant, it produces income based upon the sale of the electrical energy generated, with which expenditures are covered and profit is attempted to be made. The expenditures, i.e. the costs of the construction and operation of wind power plants, may be divided into three basic groups:

- investment costs,
- operation and maintenance costs,
- taxes and contributions.

The structure of investment in the wind power plant used as an example in this article is presented in Table 1. The cost of equipment includes the following equipment and services (the total amount is approximately 1 000 EUR/kW):

- equipment installed in the wind turbine nacelle,
- blades,

- električna oprema ugrađena u vjetroagregat ili pokraj stupa vjetroturbine (blok transformator i srednjenaponska sklopna oprema).

Ostali troškovi poput građevinskih radova, troškova razvoja projekta, troškova zemljišta i priključka na mrežu kreću se oko 350 EUR/kW. Ukupni specifični troškovi izgradnje vjetroelektrane u našim uvjetima dakle iznose oko 1 350 EUR/kW. Za procjenu iznosa specifičnih troškova korišteni su prije svega podaci proizvođača [11] do [20].

- service elevator,
- wind turbine tower,
- special armature for tower foundation,
- lightning protection (grounding system),
- transport of wind turbine components to the installation site,
- assembly of components,
- remote control equipment and wind turbine control system,
- equipment installed at the request of the system operator,
- standard technical documentation,
- insurance for equipment delivered,
- first servicing of the wind turbine,
- standard signal light,
- electrical equipment installed in the wind turbine nacelle or next to wind turbine tower (block transformer and medium voltage switchgear).

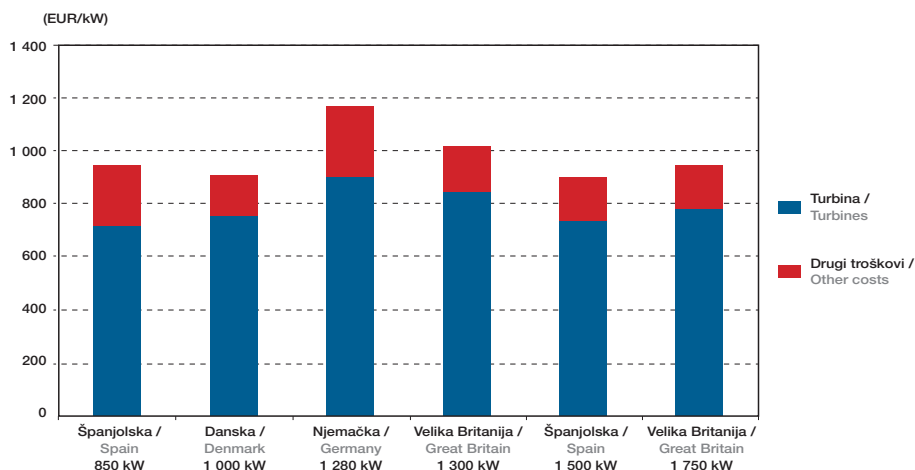
Other expenditures such as construction work, project development costs, land costs and connection to the network are approximately in the range of 350 EUR/kW. The total specific expenditures for the construction of wind power plants under our conditions are approximately 1 350 EUR/kW. For a calculation of the amounts of specific expenditures, data from producers are primarily used [11] to [20].

Tablica 1 – Struktura troškova vjetroelektrane na području Zadarske županije, u okolici Benkovca
Table 1 – Structure of the costs of wind power plant in the territory of Zadar County, in the environs of Benkovac

Opis / Description	Udio / Percentage (%)
Oprema / Equipment	72,0
Građevni radovi / Construction work	9,3
Razvoj projekta / Project development	9,4
Priključak na mrežu / Connection to network	9,3
Ukupno / Total	100,0

Za usporedbu s primjerom, na slici 1 su dani povijesni troškovi ulaganja u izgradnju vjetroelektrana u Europi. Iz slike se vidi da troškovi variraju u rasponu od 900 do 1 200 EUR/kW.

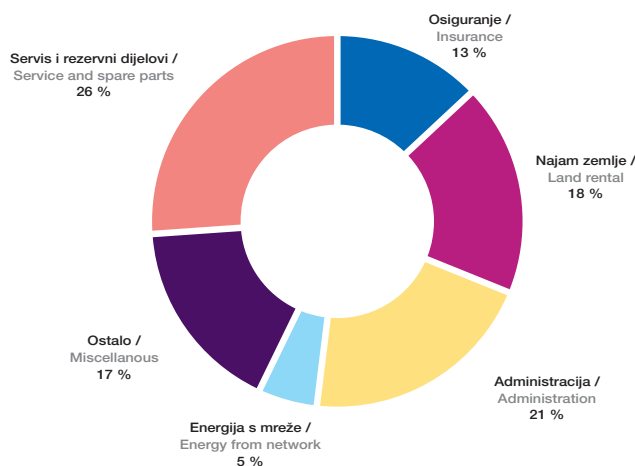
For comparison to the example, Table 1 provides the historical costs of investment in the construction of wind power plants in Europe. From the figure, it is evident that the expenditures vary within a range of from 900 to 1 200 EUR/kW.



Slika 1
 Ukupni investicijski troškovi po kW instalirane snage [2]
 Figure 1
 Total investment costs per kW of installed capacity [2]

Prosječni vijek trajanja vjetroagregata procjenjuje se na dvadeset do trideset godina, odnosno na 120 000 do 180 000 radnih sati. Godišnja raspoloživost iznosi oko 98 %. Redoviti pregledi u pravilu se izvode svakih 6 mjeseci. U troškovima održavanja dominiraju troškovi održavanja vjetroagregata i troškovi održavanja opreme za prijenos i transformaciju električne energije. Troškovi održavanja pristupnih putova ovise o vrsti tla i padalinama i općenito su teško predvidivi. Temeljem podataka iz nekoliko europskih zemalja [2], općenito se troškovi pogona i održavanja procjenjuju na 1,2 do 1,5 EURc/kWh, a struktura troškova dana je na slici 2.

The average lifetime of a wind turbine is calculated at twenty to thirty years, i.e. 120 000 to 180 000 working hours. Annual availability is approximately 98 %. Regular inspections are conducted every 6 month, as a rule. Within maintenance costs, the expenditures for the maintenance of the wind turbine and the maintenance of equipment for the transfer and transformation of electrical energy predominate. The costs of maintaining access routes depend upon the type of terrain and precipitation, and are generally difficult to predict. Based upon data from several European countries [2], operation and maintenance costs are generally calculated at 1,2 EURc/kWh to 1,5 EURc/kWh, and the cost structure is presented in Figure 2.



Slika 2
 Prikaz strukture troškova pogona i održavanja [2]
 Figure 2
 Structure of operation and maintenance costs [2]

3.1 Korištenje metode analize rizika u financijskoj analizi

Prikladna definicija rizika za određenu primjenu ovisi uvelike o opsegu i svrsi analize. Rizik je posljedica nesigurnosti, stoga može biti pozitivan ili negativan. Rizik se također može definirati kao standardna devijacija bilo koje varijable ili kao

3.1 Risk analysis methods used in financial analysis

The suitable definition of risk for a specific application depends greatly on the range and purpose of analysis. Risk is a consequence of uncertainty and therefore can be positive or negative. Risk can also be defined as a standard deviation for any variable whatsoever or as a combination of the probabilities

kombinacija vjerojatnosti događaja i njegovih posljedica [21]. Daljnje definicije su da je rizik kombinacija frekvencije, ili vjerojatnosti, i posljedica određenog nepovoljnog događaja [22].

S obzirom da se financijska analiza radi za određeno vrijeme u budućnosti neizbježno se u ulaznim parametrima analize nalazi određeni stupanj nesigurnosti u izraženim vrijednostima pojedinih parametara, mogućih promjena parametra u budućnosti te mogućih korelacija između parametara.

Analiza rizika dio je šire discipline – upravljanja rizikom. Obično se upravljanje rizikom sastoji od identifikacije rizika, analize rizika, određivanja reakcija na rizike, promatranja rizika i izvješćivanja o mjerama uklanjanja ili smanjenja rizika [23]. Stoga se upravljanje rizicima sastoji od promjene ili ublažavanja neželjenih stanja u koja sustav može doći na željeni način uz određenu vjerojatnost. Cilj je smanjiti moguće posljedice na planirane ili ekonomski podnošljive razine [24].

Načelno je analizu rizika moguće podijeliti na kvalitativnu i kvantitativnu analizu. Podfaze unutar ova dva polja analize određuju se ovisno o potrebama i vrsti projekta te odabranom metodi analize rizika. Kada se kroz bilo koji kreativni proces (*brainstorming*, analiza iskustava sa sličnih projekata, razgovori, scenariji, ankete...) odrede svi potencijalni rizici, provodi se kvalitativna analiza rizika. To uključuje različite metode određivanja važnosti identificiranih rizika i predstavlja pripremu za daljnju analizu uzimajući u obzir željenu količinu detalja koji se razmatraju. Rezultati kvalitativne analize rizika mogu uključivati ljestvicu rizika poredanih po utjecaju i vjerojatnosti pojavljivanja, grupe rizika prema kategorijama (bilo da se radi o njihovim uzrocima ili o mogućim reakcijama na rizike), listu rizika koji zahtijevaju hitnu reakciju te pravila praćenja promjena pojedinih rizika s vremenom [25].

Kvantitativna analiza rizika se vrši na rizicima koji su odabrani kvalitativnom analizom kao najznačajniji, te im se dodjeljuju numeričke vrijednosti. Koristeći tehnike iz teorije vjerojatnosti (poput Monte Carlo analize ili analize stabla događaja), moguće je odrediti razdiobu vjerojatnosti nekog rizika, pod uvjetom da su poznate razdiobe vjerojatnosti varijabli.

Najraširenije metode analize rizika su: testiranje ekstremnih događaja (engl. *stress testing*), testiranje scenarija, metoda srednji – optimistični – pesimistični slučaj i analiza osjetljivosti kao jednostavniji oblici, te VaR (Value at Risk) metoda, Standard AS/NZS 4360 (Australija i Novi Zeland)

of an event and their consequences [21]. Further definitions are that risk is a combination of frequency or probability, and the consequences of a specific undesirable event [22].

Since the financial analysis is performed for a specific time in the future, it is inevitable that there will be a certain degree of uncertainty in the expression of the values of individual input parameters, eventual future changes in the parameters and possible correlation among the parameters.

Risk analysis is a part of a broader discipline – risk management. Risk management generally consists of risk identification, risk analysis, determining the reaction to risk, risk monitoring, and reporting on the measures for eliminating or reducing risk [23]. Therefore, risk management consists of changing or ameliorating an undesirable situation for a system in a desirable manner with a specific probability. The goal is to reduce eventual consequences at the planning or acceptable economic levels [24].

In principle, risk analysis can be divided into qualitative and quantitative analyses. The sub-phases are determined according to the needs and type of the project and the selected method of risk analysis. When all the potential risks have been determined through some type of creative process (brainstorming, analysis of experiences from similar projects, discussions, scenarios, questionnaires etc.), qualitative risk analysis is performed. This includes various methods for determining the importance of identified risks and provides preparation for further analysis, taking into account the desired quantity of the details to be considered. The results of qualitative risk analysis include a risk scale in the order of impact and the probability of occurrences, risk groups according to categories (regarding their causes or potential reactions to risks), a list of risks that require an urgent response and rules for monitoring individual risks over time [25].

Quantitative risk analysis is performed for risks that are selected through qualitative analysis as the most significant, which are assigned numerical values. Using techniques from the theory of probability (such as the Monte Carlo method or event tree analysis), it is possible to determine the probability distribution of a risk, provided that the probability distribution of the variables are known.

The most widespread methods for risk analysis are as follows: stress testing, scenario testing, the mean, optimistic and pessimistic cases and sensitivity analysis as simple forms, the Value at Risk (VaR) method, Standard AS/NZS 4360 (Australia and New Zeland) and PMBOK® Guide (Project Management Body of Knowledge, Project

i metoda PMBOK® (Project Management Body of Knowledge, Project Management Institute – PMI, SAD) kao složenije. Model opisan u ovom radu izrađen je kao određeni presjek ovih metoda.

3.2 Model za proračun isplativosti vjetroelektrane

Model analize rizika izrađen je u Microsoft Excelu®, a za uključivanje analize rizika korišten je komercijalni dodatak (engl. *add-on*) Crystal Ball® [26]. Izbor je učinjen temeljem široke dostupnosti odabranih programskih alata i jednostavnosti njihove uporabe.

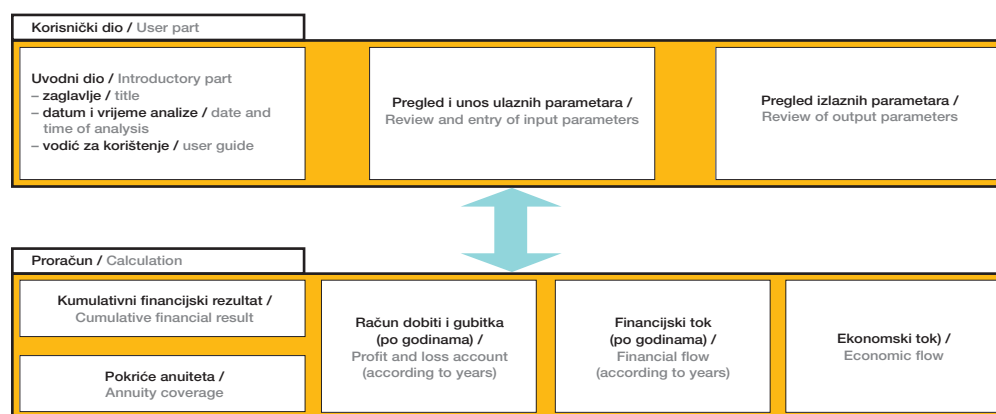
Model je koncipiran tako da se sastoji od korisničkog dijela i proračunskog dijela. Korisnik unosi ulazne varijable na jednom mjestu i odmah može pratiti izlazne varijable, bez ulaženja u dio gdje se obavljaju kalkulacije. Proračunski dio služi korisniku za pregled financijskih kretanja unutar proračuna iz godine u godinu, a dodani su i prikazi grafovima kako bi se povećala preglednost. Osnovni koncept prikazuje slika 3.

Management Institute – PMI, USA), as more complex. The model described in this article was prepared as a cross section of these methods.

3.2 Model for the evaluation of the profitability of wind power plants

The model for risk analysis was prepared using Microsoft Excel®. A commercial add-on, Crystal Ball®, was used for the inclusion of risk analysis [26]. The choice was based upon the wide availability of the selected program tools and the simplicity of their use.

The model consists of the user part and the calculation part. The user enters the input variables in one place and can immediately follow the output variables, without entering the part where calculation is performed. The calculation part provides the user with an overview of the financial trends within the calculation from year to year. Graphs are added in order to increase the clarity of presentation. The basic concept is presented in Figure 3.



Slika 3
Konceptualni prikaz razvijenog modela za financijsku analizu
Figure 3
Conceptual presentation of the model developed for financial analysis

Model se koristi kao alat u izradi cjelovite financijske analize projekta te za testiranje scenarija kretanja vrijednosti pojedinih parametara. Analiza rizika vrši se temeljem prethodno definiranih vjerojatnosnih razdioba ulaznih varijabli. Ulazne varijable i njihove razdiobe parametriraju se u skladu s najboljim dostupnim informacijama i iskustvom. Iterativnim postupkom i korištenjem analize osjetljivosti razdioba vjerojatnosti izlaznih varijabli moguće je uočiti pretpostavke koje su postavljene preširoko, kao i analizirati utjecaj vjerojatnosti pojedinih ulaznih varijabli na izlazne.

The model is used as a tool in preparing a comprehensive financial analysis of a project and testing the scenario of the trends in the values of individual parameters. Risk analysis is performed on the basis of the previously defined probability distribution of input variables. Input variables and their distribution are parametered pursuant to the best available information and experience. Through an iterative procedure and analysis of the sensitivity of the probability distribution of the output variables, it is possible to identify overly broad assumptions and analyze the impact of the probability of individual input variables on the output variables.

3.2.1 Ulazne varijable

Za proračun isplativosti projekta u modelu su odabrani sljedeći ulazni parametri:

- broj sati rada vjetroelektrane – kako bi se uključila moguća varijabilnost iz godine u godinu, korištena je aproksimacija trokutastom raspodjelom s minimumom od 2 200 sati, najvjerojatnijom vrijednošću od 2 300 sati i maksimumom od 2 400 sati, prema literaturi [27] do [33],
- investicija po kW instalirane snage vjetroelektrane – u cijenu investicije uračunati su svi troškovi razvoja i izgradnje, troškovi mjerenja potencijala vjetera na lokaciji i troškovi ishođenja dozvola i suglasnosti. S obzirom da ovi troškovi mogu varirati ovisno o lokaciji, kao i mogućim dodatnim troškovima u skladu sa ranijim razmatranjima, ti se troškovi za planiranu vjetroelektranu aproksimiraju trokutastom raspodjelom s minimumom od 1 300 EUR/kW, najvjerojatnijom vrijednošću od 1 350 EUR/kW i najvećom vrijednošću od 1 400 EUR/kW,
- cijena električne energije za prvih 12 godina (s uključenom potporom) – aproksimira se trokutastom raspodjelom s minimumom na 605 HRK/MWh, najvjerojatnijom vrijednošću od 650 HRK i maksimumom od 650 HRK. Tarifni sustav [5] određuje cijene za prvih 12 godina kao punu tarifu sa 60 % domaćeg udjela u izgradnji elektrane ili manje ako je udio domaćih manji od 60 %. U proračunu se, u ovom radu, pretpostavlja da je vjetroelektrana proizvedena od domaćih proizvođača,
- cijena električne energije za ostalih 8 godina (bez uključene potpore) – nakon 12 godina (istekla potpora), cijena električne energije aproksimira se trokutastom raspodjelom s minimumom na 360 HRK/MWh, najvjerojatnijom vrijednošću od 370 HRK/MWh i maksimumom od 380 HRK/MWh,
- struktura sredstava (Vlastita/Kredit) – za potrebe simulacije je omjer variran poradi stvaranja pregovaračkih pozicija s potencijalnim ulagačima. Aproksimacija je izvedena trokutastom raspodjelom s minimumom od 15 %, najvjerojatnijom vrijednošću 20 % i maksimumom 25 %,
- broj godina kredita – parametar nije variran već je, u ovom radu, za proračun postavljen fiksno na 15 godina,
- kamatna stopa - izjednačena je s interkalarnom stopom. Aproksimira se uniformnom razdiobom s minimumom od 5,63 % i maksimumom od 6,19 %. Aproksimacija je učinjena s obzirom da kreditor radi vlastitu analizu rizika i s obzirom na dobivene informacije može varirati kamatnu stopu,
- interkalarne kamate – na svaki iskorišteni dio kredita obračunava se kamata od trenutka

3.2.1 Input variables

For the calculation of the profitability of projects, the following input parameters have been chosen for the model:

- the number of hours of operation of the wind power plants – in order to include possible variability from year to year, an approximation of triangular distribution was used with a minimum of 2 200 hours, the most probable value of 2 300 hours and a maximum of 2 400 hours, according to the literature, [27] to [33],
- investment per kW of the installed capacity of the wind power plant – in the investment cost, all the expenditures of development and construction, the costs of measuring the wind potential at the location and the costs of obtaining permits and approvals are included. Since these costs can vary, depending upon location, as well as potential additional expenditures pursuant to previous considerations, these costs for the planned wind power plant are approximated by triangular distribution with a minimum of 1 300 EUR/kW, the most probable value of 1 350 EUR/kW and the highest value of 1 400 EUR/kW,
- the cost of electrical energy for the first 12 years (with subsidies included) – this is approximated by triangular distribution with a minimum of 605 HRK/MWh, the most probable value of 650 HRK and the maximum value of 650 HRK. The tariff system [5] determines the prices for the first 12 years as a full tariff with 60 % domestic production or less if the percentage of domestic production is lower than 60 %. In the calculation in this article, it is assumed that the wind power plant has been manufactured by domestic manufacturers,
- the price of electrical energy for the remaining 8 years (without including subsidies) – after 12 years (the expiration of the subsidies), the price of electrical energy is approximated by triangular distribution with a minimum of 360 HRK/MWh, the most probable value of 370 HRK/MWh and the maximum value of 380 HRK/MWh,
- the structure of assets (equity/credit) – for the purposes of simulation, the ratio is varied in order to achieve the actual negotiating positions with potential investors. Approximation is performed by triangular distribution with a minimum of 15 %, the most probable value of 20 % and the maximum value of 25 %,
- the number of years of credit – this parameter is not varied. For the calculation in this article, it is assumed to be fixed at 15 years,
- the interest rate – the interest rate is made equal to the compounded rate. It is approximated by uniform distribution with a minimum of 5,63 % and a maximum of 6,19 %. Approximation was performed because the creditor performs his own risk analysis and may vary the interest rate, according to information obtained,

korištenja do početka otplate kredita. Kod kredita koji se koriste odjednom, interkalarna kamata obračunava se od dana iskorištenja do početka redovite otplate kredita [34]. U primjeru iz rada se izjednačava s kamatnom stopom kredita,

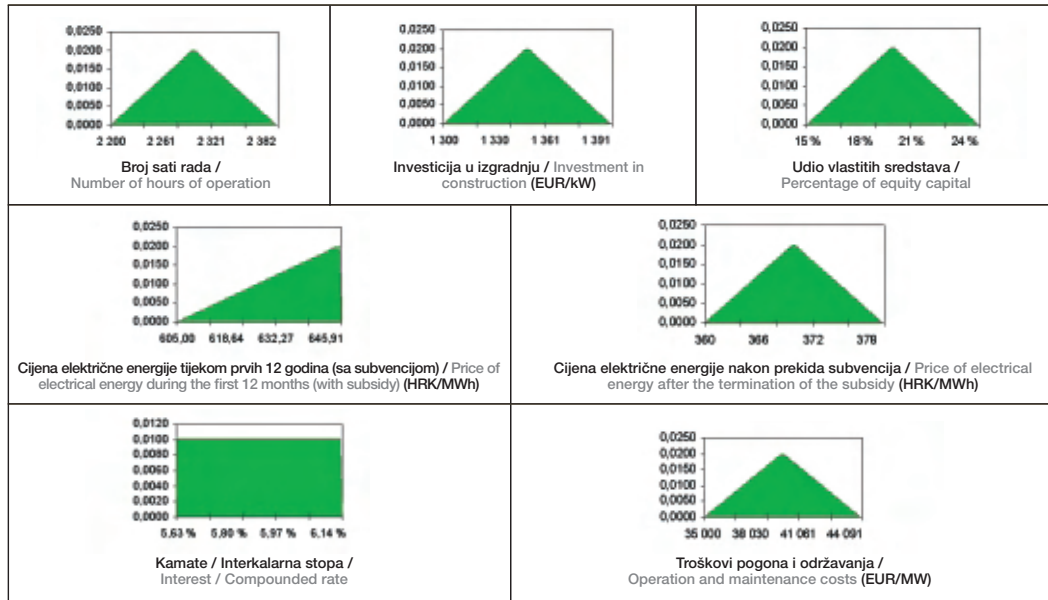
- aranžerska naknada – trošak ugovaranja kredita. U simulaciji je postavljena fiksno na iznos od 1,35 % iznosa kredita,
- amortizacija za prvih i drugih 10 godina
 - u simulaciji je stopa za prvih 10 godina postavljena fiksno na 5,57 % te za drugih 10 godina na 4,43 %,
- troškovi pogona i održavanja (EUR/MW) – aproksimirani su trokutastom raspodjelom s minimumom od 35 000 EUR/MW, najvjerojatnijom vrijednošću od 40 000 EUR/MW i maksimumom 45 000 EUR/MW godišnje,
- troškovi koncesije (kao postotak prihoda) – postavljeni fiksno na 1,50 % prihoda godišnje,
- diskontna stopa - postavljena fiksno na 7 %,
- tečaj eura – postavljeno fiksno na tečaj 1 EUR = 7,4 HRK, nisu simulirane varijacije tečaja,
- PDV – postavljeno na propisanih 22 %: Nisu simulirane moguće promjene u budućnosti,
- porez na dobit – postavljeno na propisanih 20 %. Nisu simulirane moguće promjene u budućnosti.

Distribucije promjenjivih varijabli grafički prikazuje tablica 2.

- compounded interest on every part of credit used – interest is calculated from the moment of use to the beginning of the repayment of the loan. For credit used at once, compounded interest is calculated from the date of the use to the beginning of the regular repayment of the loan [34]. In the example from this article, it is equal to the interest rate on the loan.,
- compensation to the negotiator – the cost of negotiating credit. In the simulation, this is entered as a fixed amount, 1,35 % of the amount of credit,
- amortization for the first and second 10 years – in the simulation, the rate for the first 10 years is assumed as fixed at 5,57 % and for the second 10 years at 4,43 %,
- operation and maintenance costs (EUR/MWh) – these costs are approximated by triangular distribution at a minimum of 35 000 EUR/MW, the most probable value of 40 000 EUR/MW and a maximum of 45 000 EUR/MW annually,
- concession costs (as a percentage of revenue) – these costs are assumed to be fixed at 1,50 % of the annual revenue,
- the discount rate – this is assumed to be fixed at 7 %,
- the EUR exchange rate – this is assumed to be fixed at the exchange rate of 1 EUR = 7,4 HRK. Exchange rate variations are not simulated,
- VAT – VAT is assumed to be at the stipulated 22 %. Possible changes in the future are not simulated,
- profit tax – profit tax is assumed to be at the stipulated 20 %. Possible changes in the future are not simulated.

The distribution of changeable variables is presented graphically in Table 2.

Tablica 2 – Prikaz razdioba vjerojatnosti odabranih promjenjivih ulaznih varijabli
 Table 2 – Presentation of the probability distribution of selected changeable input variables



3.2.2 Izlazne varijable

Odabrane izlazne varijable su:

- dobit poslije poreza, kumulativno – izračunava se iz računa dobiti i gubitka. Konačan iznos nakon prestanka rada vjetroelektrane predstavlja sumu dobiti iz svake godine,
- kumulativni neto primitci financijskog tijeka – iznos neto primitaka pokazatelj je likvidnosti po razdobljima poslovnog plana ili investicijskog projekta, izražen u kunama. Promatramo kumulativne neto primitke kako bismo mogli odrediti ekonomski tijek cijelog projekta,
- kumulativni neto primitci ekonomskog tijeka – ako su neto primici ekonomskog tijeka u nekoj godini vijeka projekta pozitivni, tada je došlo do povećanja imovine projekta u toj godini. Imovina je smanjena, ukoliko su oni negativni, a ostala je nepromijenjena kada su jednaki nuli. Promatramo kumulativne neto primitke kako bismo mogli odrediti ekonomski tijek cijelog projekta,
- čista sadašnja vrijednost (engl. *Net present value, NPV*) – definirana je formulom:

3.2.2 Output variables

The selected output variables are as follows:

- after-tax profit, cumulative – this is calculated from the profit and loss account. The final amount after the termination of the operation of a wind power plant represents the sum of the profits from each year,
- cumulative net revenues from financial flow – the net amount of revenues is an index of liquidity according to the periods of the business plan or investment project, expressed in kunas. We examine the cumulative net revenues in order to determine the economic flow of the entire project,
- cumulative net revenues of the economic flow – if the net revenues of the economic flow in a year during the project are positive, there has been an increase in the property of the project in that year. Property is reduced when the net revenues are negative and remains unchanged when they equal zero. We examine the cumulative net revenues in order to determine the economic flow of the entire project,
- net present value, *NPV*, is defined by the following formula:

$$NPV(C, t, d) = \sum_{i=0}^N \frac{C_i}{(1+d)^i}, \quad (1)$$

gdje su:

- t – vrijeme tijeka novca,
- N – ukupno vrijeme projekta,
- d – diskontna stopa,
- C_i – neto tijek (iznos) novca u određenoj točki vremena, a
- C_0 – tijek novca na početku investicijskog perioda ($t = 0$),

– interna stopa rentabilnosti (engl. *Internal Rate of Return – IRR*) – diskontna stopa koja postavlja *NPV* dobivenih tijekova novca u vremenu na nulu i definirana je formulom:

whereas:

- t – the time of the cash flow,
- N – the total time of the project,
- d – the discount rate,
- C_i – the net cash flow (amount) at a particular point in time, and
- C_0 – the cash flow at the beginning of the investment period ($t = 0$),

– the internal rate of return, *IRR*, is the discount rate that sets the net present value of the obtained cash flow over time to zero, and is defined by the following formula:

$$NPV(C, t, IRR) = 0. \tag{2}$$

U modelu, *NPV* i *IRR* se računaju pomoću ugrađenih funkcija Excela *npv* i *irr*, na temelju tijekova novca kroz 20 godina, što je pretpostavljeni životni vijek sustava.

In the model, the *NPV* and *IRR* are calculated using the add-on Excel functions *npv* and *irr*, based upon cash flows over 20 years, the assumed lifetime of the system.

3.3 Tablični proračun i vizualizacija

U model su postavljene realne vrijednosti za planiranu vjetroelektranu snage 18 MW. Model je sadržan u jednoj tablici (engl. *worksheet*), kako bi se olakšao nadzor nad svim izlaznim varijablama simulacije i povećala preglednost proračuna, no funkcionalno je podijeljen na poglavlja.

Prva tri poglavlja modela prikazuje tablica 3, a sadrže vodič za tumačenje boja te pružaju pregled ulaznih parametara, te pregled izlaznih parametara. Proračun pojedinih parametara uz prikaze financijskih tijekova dan je u nastavku modela. Prikaz strukture ulaganja i financiranja prikazuje tablica 4.

3.3 Tabular calculation and visualization

The assumed real values that can be achieved for the planned wind power plant with a power rating of 18 MW are provided in the model. The model is contained in a worksheet to facilitate control over all the output variable simulations and increase the clarity of the presentation of the calculation but is functionally divided into chapters.

The first three chapters of the model are presented in Table 3. They contain a guide for interpreting the colors and provide an overview of the input and output parameters. A calculation of individual parameters with a presentation of the financial flows is provided in the continuation of the model. A presentation of the investment and financing structure is provided in Table 4.

Tablica 3 – Glavni, početni dio modela – ulazni i izlazni podaci
Table 3 – Main, initial part of the model – input and output data

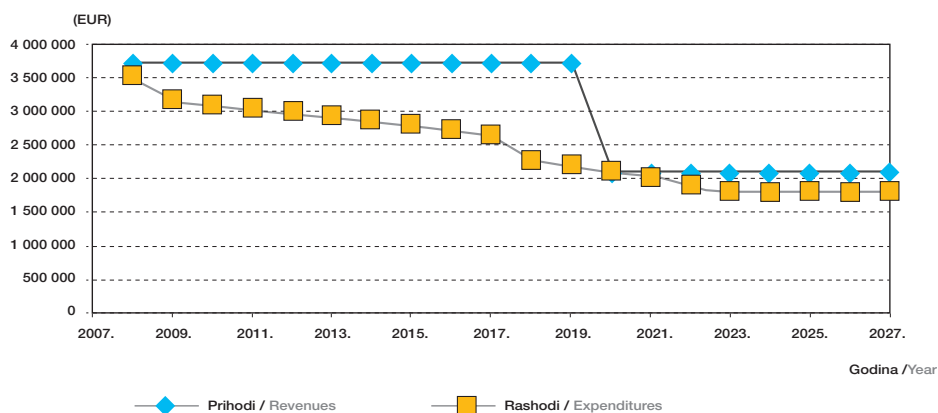
Vodič za tumačenje boja / Guide for the interpretation of colors				
	Unešena vrijednost, uz varijabilnost (simulacije) / Entered value, with variability (simulation)			
	Unešena vrijednost, fiksno u proračunu / Entered value, fixed in the calculation			
	Izračunata vrijednost / Calculated value			
	Fiksna vrijednost / Fixed value			
	Promatrana izlazna vrijednost / Observed output value			
Pregled ulaznih parametara / Input parameters				
Investicija po kW instalirane snage / Investment per kW of installed capacity		1350	EUR/kW	
Broj sati rada / Number of hours of operation		2300	h	
Cijena električne energije / Price of electrical energy	prvih 12 godina / first 12 years	650	HRK/MWh	
	drugih 8 godina / second 8 years	370	HRK/MWh	
Struktura sredstava / Asset structure		20 %	Vlastita sredstva / Equity capital	
		80 %	Kredit / Credit	
Broj godina kredita / Number of years of credit		15	Godina / Year	
Kamatna stopa / Interest rate		5,63 %		
Interkalarne kamate / Compounded interest		5,63 %		(= kamatna stopa) / (= interest rate)
Aranžerska naknada / Compensation to negotiator		1,35 %		
Amortizacija / Amortization	prvih 10 godina / first 10 years	5,57 %		
	drugih 10 godina / second 10 years	4,43 %		
Pogon i održavanje / Operation and maintenance		40 000	EUR/MW	
Koncesija / Concession		1,50 %		(kao postotak prihoda) / (as a percentage of revenue)
Diskontna stopa / Discount rate		7,00 %		
Tečaj EUR / EUR rate of exchange	1 EUR=	7,4	HRK	
PDV / VAT		22 %		
Porez na dobit / Profit tax		20 %		
Pregled izlaznih parametara / Output parameters				
Dobit poslije poreza, kumulativno / After-tax profit, cumulative		9 885 659	HRK	
Kumulativni neto primici / Cumulative net revenues		14 198 423	HRK	(financijski tok) / (financial flow)
Kumulativni neto primici / Cumulative net revenues		18 245 189	HRK	(ekonomski tok) / (economic flow)
Čista sadašnja vrijednost / Net present value		362 645	HRK	
Interna stopa rentabilnosti / Internal rate of return		7,22158 %		

Tablica 4 – Struktura ulaganja i financiranja za vjetroelektranu snage 18 MW (2007.)
 Table 4 – Investment and financing structure for wind power plant with a power rating of 18 MW (2007.)

Ulaganja / Investment		(EUR)	
1	Ulaganje (troškovi izgradnje bez PDV) / Investment (building costs without VAT)	24 300 000	
2	PDV / VAT (22 %)	5 346 000	
3	Aranžerska naknada / Compensation to negotiator (1,35 %)	262 440	
4	Interkalarne kamate / Compounded interest (5,63 %)	697 726	
5	Ukupno ulaganje (1+2+3+4) / Total investment (1+2+3+4)	30 606 166	
Financiranje / Financing		(EUR)	
1	Vlastita sredstva / Equity capital	4 860 000	
2	Vlastita sredstva (aranžerska naknada) / Equity capital (compensation to negotiator)	262 440	20 % investicije / investment
3	Kredit s interkalarnim kamatama / Loan with compounded interest	25 483 726	
	– kredit za osnovna sredstva / Loan for fixed assets	19 440 000	
	– interkalarne kamate za kredit za osnovna sredstva / Compounded interest for loan for fixed assets	547 236	80 % investicije / investment
	– kredit za obrtna sredstva (za PDV) / Credit for current assets (for VAT)	5 346 000	
	– interkalarne kamate za kredit za obrtna sredstva / Compounded interest on loan for current assets	150 490	
	Ukupno / Total (1+2+3)	30 606 166	

U nastavku modela prikazuje se račun dobiti i gubitka. To je prikaz prihoda i rashoda, te utvrđivanje dobiti prije i nakon poreza na dobit. Ovim računom se utvrđuje računovodstvena dobit ili gubitak. Temeljne kategorije su godišnji troškovi pogona i održavanja, amortizacija, kamate na kredit (tijekom trajanja kredita), troškovi koncesije. U modelu se dobit prije i poslije poreza prikazuje godišnje i kumulativno iz godine u godinu. Zadnji korak je vizualizacija rezultata, što prikazuju slike 4 i 5.

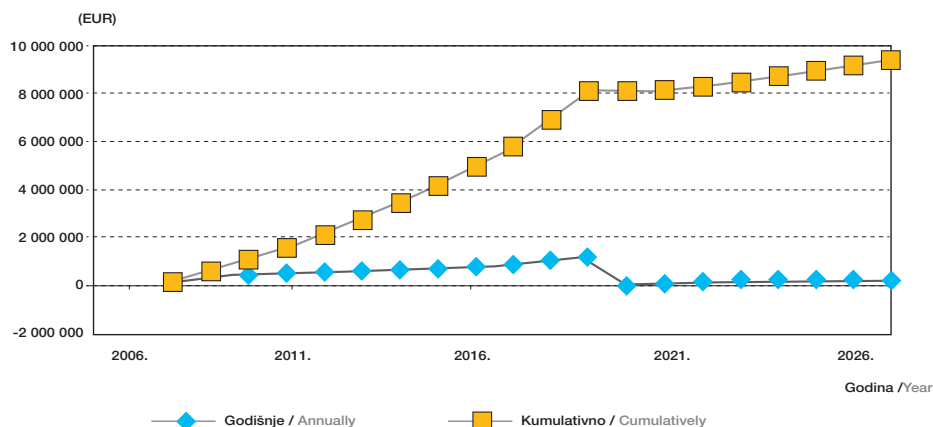
The profit and loss account is presented in the continuation of the model. This is a presentation of revenues and expenditures, and the determination of profits before and after profit tax. With this account, the accounting profit or loss is determined. The basic categories are the annual expenditures of operation and maintenance, amortization, interest on credit (for the duration of the loan) and concession costs. In the model, profits before and after taxes are presented annually and cumulatively from year to year. The last step is the visualization of the results, as presented in Figures 4 and 5.



Slika 4
 Račun dobiti i gubitka – prihodi i rashodi
 Figure 4
 Profit and loss account – revenues and expenditures

Slika 5

Račun dobiti i gubitka
– dobit poslije poreza,
godišnje i kumulativno
Figure 5
Profit and loss account –
after-tax profit, annually
and cumulatively



Financijski tijek tablično prikazuje primitke, izdatke i neto primitke. Primitci se sastoje od prodaje električne energije, te vlastitih sredstava uložениh u projekt. Pod izdatke se obračunavaju troškovi investicije (ukupni trošak projekta), zbrojeni troškovi održavanja i koncesije, otplata anuiteta te ostali troškovi (u simulaciji su to troškovi kredita za obrtna sredstva s interkalarnom kamatom) te porez na dobit ukoliko je u toj godini poslovanje bilo pozitivno. U zadnjem dijelu financijskog tijeka tablično su prikazani ukupni primici i izdaci, te neto i kumulativni neto primici za potrebe ocjene financijskog tijeka cijelog projekta. Zadnji korak je vizualizacija rezultata, što prikazuje slike 6 i 7.

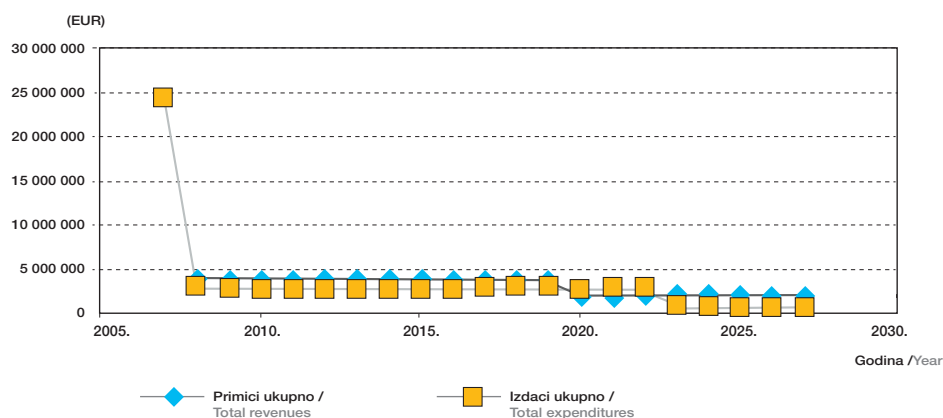
Potom se analizira kumulativni neto rezultat, što prikazuje tablica 5.

The presentation in the table of financial flow shows the revenues, expenditures and net revenues. Revenues consist of the sale of electrical energy and the equity capital invested in the project. Expenditures include investment costs (total project costs), the sum of the costs of maintenance and concession, the repayment of annuities and other costs (in the simulation these are credit costs for current assets with compounded interest) and profit tax if operations showed a profit for that year. In the last part of the financial flow, there is a tabular presentation of the total revenues and expenditures, the net revenues and the cumulative net revenues for the purposes of estimating the financial flow of the entire project. The last step is the visualization of the results, as presented in Figures 6 and 7.

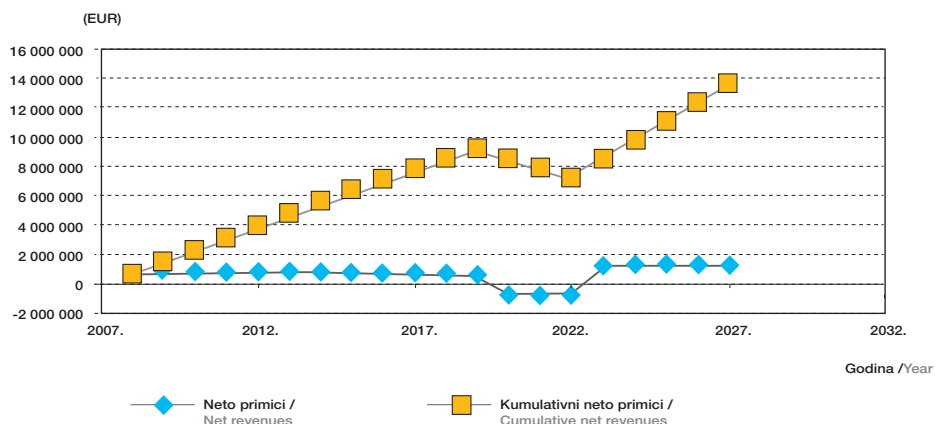
The cumulative net result is then analyzed, as presented in Table 5.

Slika 6

Financijski tijek – ukupni
primitci i izdaci
Figure 6
Financial flow –
total revenues and
expenditures



Slika 7
Financijski tijek – neto i kumulativni neto primici
Figure 7
Financial flow – net revenues and cumulative net revenues



Tablica 5 – Kumulativni financijski rezultat
Table 5 – Cumulative financial result

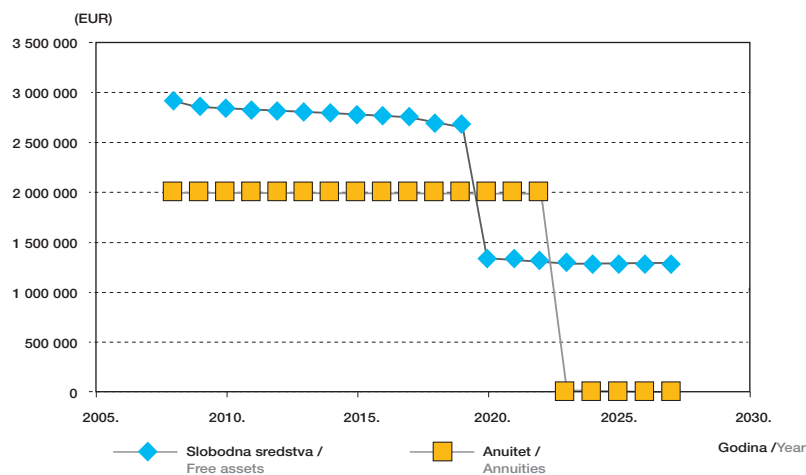
	Opis / Description	(EUR)
1	Prihodi / Revenues	60 197 838
2	Rashodi / Expenditures	47 052 602
3	Porez na dobit / Profit tax	2 215 953
4	Zadržani dobitak / Retained profits (1–2–3)	10 929 284
5	Amortizacija / Amortization	24 300 000
6	Bruto akumulacija / Gross earnings (4+5)	35 229 284
7	Otplata glavnice kredita / Repayment of loan principal	19 987 236
8	Neto akumulacija / Net earnings (6–7)	15 242 048

U svezi s analizom likvidnosti, potrebno se ukratko osvrnuti na mogućnost podmirenja anuiteta. Slobodna sredstva za otplatu anuiteta u ovom su slučaju razlika između prihoda od prodaje električne energije i troškova pogona i održavanja te poreza na dobit. Odnos slobodnih sredstava za otplatu anuiteta i veličine anuiteta predstavlja omjer pokrića anuiteta (slika 8 i 9). Ukoliko je omjer pokrića iznad 1 tijekom trajanja kredita tada su slobodna sredstva za otplatu kredita veća od anuiteta. To znači da projekt u tim godinama stvara dovoljno novčanih sredstava za otplatu kredita, te kažemo da je u tom razdoblju projekt likvidan. Iz slike 8 možemo vidjeti da postoji određeno razdoblje nelikvidnosti koje traži poslovne odluke o dodatnom zaduživanju ili upravljanja amortizacijom. Iterativnim postupkom također se utvrdilo da bi pri trajanju kredita od 12 godina omjer pokrića bio veći od 1 kroz sve godine trajanja kredita, čime je stvorena nova informacija kojom se može pristupiti financijskim institucijama.

In connection with liquidity analysis, it is necessary to turn briefly to the possibility of annuity settlement. Free funds for the repayment of an annuity in this case are the difference between the revenue from the sale of electrical energy and the costs of operation and maintenance and profit tax. The ratio of the free assets for the repayment of an annuity and the amount of the annuity represent the ratio of annuity coverage (Figures 8 and 9). If the coverage ratio is over 1 during the duration of the loan, the free assets for the repayment of the loan are greater than the annuity. This means that during these years the project creates sufficient financial assets for the repayment of credit, and we say that during this period the project is solvent. From Figure 8, we can see that there is a certain period of insolvency that requires business decisions regarding additional indebtedness or amortization management. By an iterative procedure, it is also determined that in the case of a 12-year loan, the ratio of coverage was greater than 1 through all the years of the loan, thereby creating new information with which it is possible to approach financial institutions.

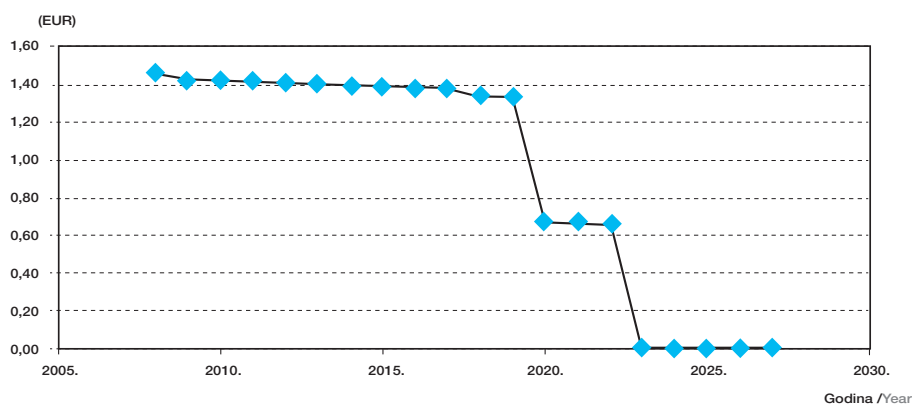
Slika 8

Pokriće anuiteta – prikaz odnosa slobodnih sredstava i anuiteta za kredit na 15 godina
Figure 8
Annuity coverage – ratio between free assets and annuities for a 15-year loan



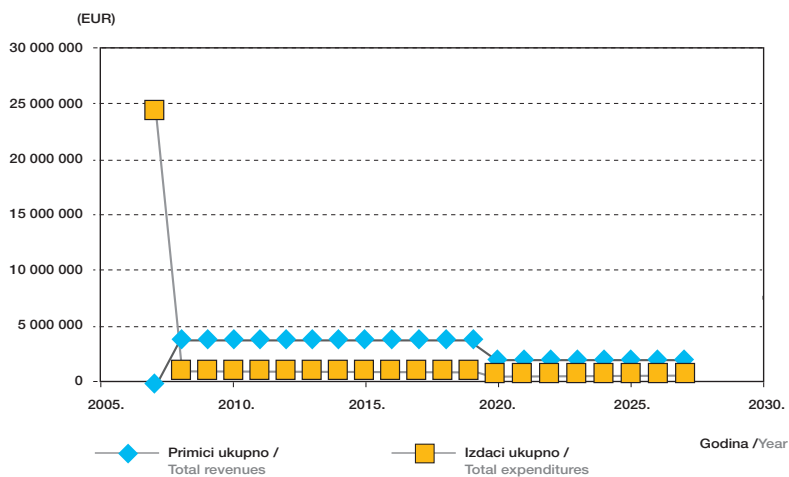
Slika 9

Pokriće anuiteta – prikaz omjera pokrića za kredit na 15 godina
Figure 9
Annuity coverage – coverage ratio for a 15-year loan

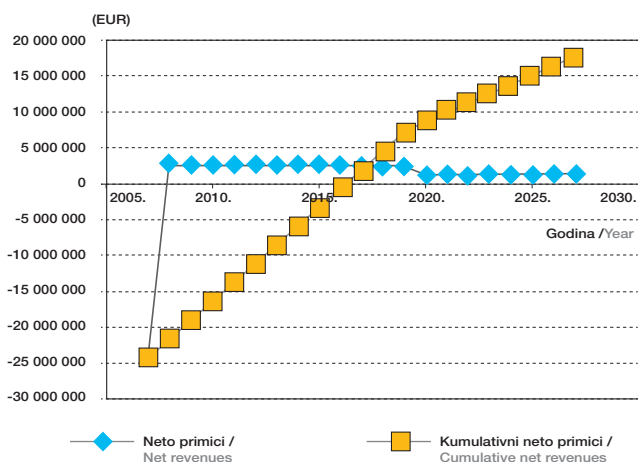


Zadnji dio financijske analize je tablični proračun ekonomskog tijeka. Za izračun primitaka (prihod od prodaje električne energije) i izdataka (investicija, pogon i održavanje, porez na dobit) vlastita sredstva i kredit su svedeni na nulu. Za izračun rashoda, prihoda te poreza i dobiti, kamate na kredit su svedene na nulu. Iz toga se dobivaju neto primitci iz kojih onda možemo izračunati čistu sadašnju vrijednost i internu stopu rentabilnosti. Vrijednosti su prikazane tablično za svaku godinu, a za preglednost se koriste grafovi, koje prikazuju slike 10 i 11.

The last part of the financial analysis is a tabular calculation of the economic flow. For the calculation of revenues (income from the sale of electrical energy) and expenditures (investment, operation and maintenance costs, profit tax) equity capital and credit are reduced to zero. For the calculation of expenditures, revenues, taxes and profits, loan interest is reduced to zero. From this is obtained the net revenues from which we can then calculate the net current value and internal rate of profitability. The values are presented in a tabular manner for each year and graphs are used for clarity of presentation, as shown in Figures 10 and 11.



Slika 10
 Ekonomski tijek – prikaz
 ukupnih primitaka i
 izdataka
 Figure 10
 Economic flow – total
 revenues and expenditures



Slika 11
 Ekonomski tijek – prikaz
 neto i kumulativnih neto
 primitaka
 Figure 11
 Economic flow – net and
 cumulative net revenues

3.4 Rezultati simulacije

Modeliranje rizika provedeno je u skladu s prijašnjim poglavljima. Korištenjem Monte Carlo metode za analizu rizika implementirane kroz dodatak MS Excelu®, simulirano je 10 000 iteracija, a kao rezultat nastale su razdiobe vjerojatnosti prezentirane u nastavku. Veći broj iteracija ima mali utjecaj na numerički rezultat i može se koristiti samo za grafičko izgladivanje krivulja. Granične vrijednosti pojasa pouzdanosti od 80 % (10 % najmanjih i najvećih vrijednosti se odbacuje) određene su iz numeričke analize podataka dobivenih simulacijom ovdje nisu prezentirane.

Kako bi se odredilo koje pretpostavke imaju najveći utjecaj na razdiobe vjerojatnosti izlaznih varijabli, pozitivan ili negativan, provedena je analiza osjetljivosti. Analiza osjetljivosti pokazuje kako se mijenja učinkovitost projekta ako se mijenjaju kritični parametri projekta.

3.4 Simulation results

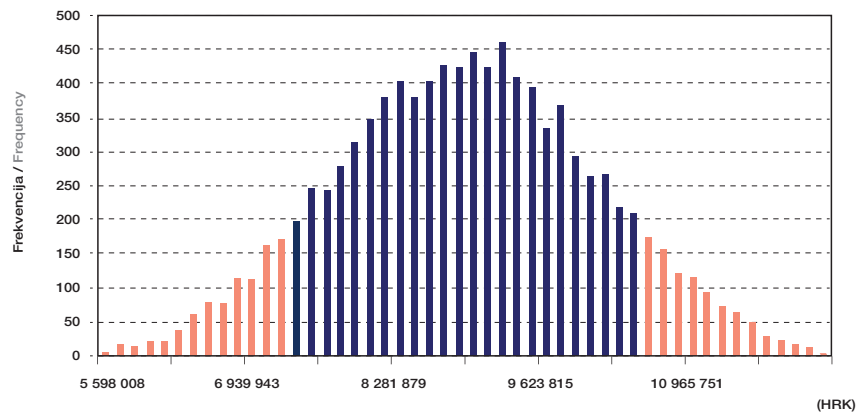
Risk modeling is conducted according to the previous chapters. Using the Monte Carlo method for risk analysis implemented through an add-on for Microsoft Excel®, 10 000 iterations were simulated, which resulted in the probability distribution presented below. The larger number of iterations have a small impact on the numerical result and can only be used to provide a smoother curve. The boundaries of the reliability zone of 80 % (10 % of the lowest and highest values are discarded) determined from the numerical analysis of data obtained through simulation are not presented here.

In order to determine which assumptions have the greatest impact on the distribution values of the output variables, positive or negative, sensitivity analysis was performed. Sensitivity analysis shows that the effectiveness of the project is altered if the critical parameters of the project are altered.

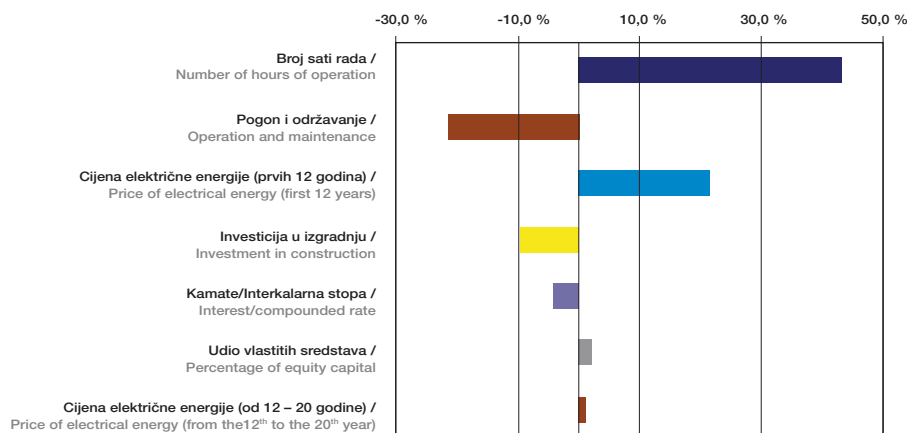
Raspon vrijednosti dobiti poslije poreza prema računu dobiti i gubitka prikazuje slika 12. Cijeli raspon je od 5 089 805 HRK do 12 745 040 HRK, sa srednjom vrijednošću od 8 885 750 HRK. Širina raspona je 7 655 235 HRK, a standardna devijacija 1 198 157 HRK. Područje od 80 % pouzdanosti je od 7 324 427 HRK do 10 461 333 HRK. Rezultat provedene analize osjetljivosti za tu varijablu prikazuje slika 13.

The range of values for after-tax profit according to the profit and loss account are presented in Figure 12. The entire range is from 5 089 805 HRK to 12 745 040 HRK, with an average value of 8 885 750 HRK. The width of the range is 7 655 235 HRK and the standard deviation is 1 198 157 HRK. The range of 80 % reliability is from 7 324 427 HRK to 10 461 333 HRK. The results of the sensitivity analysis performed for this variable are presented in Figure 13.

Slika 12
Račun dobiti i gubitka –
dobit poslije poreza
Figure 12
Profit and loss account –
after-tax profit

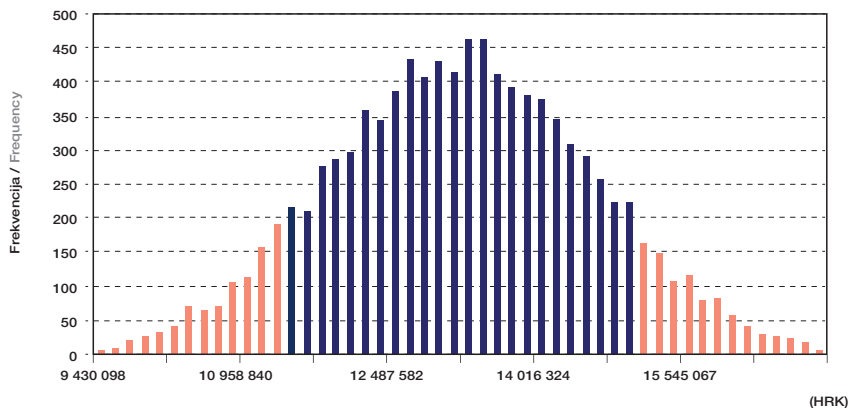


Slika 13
Analiza osjetljivosti –
dobit poslije poreza iz
računa dobiti i gubitka
Figure 13
Sensitivity analysis –
after-tax profit from the
profit and loss account

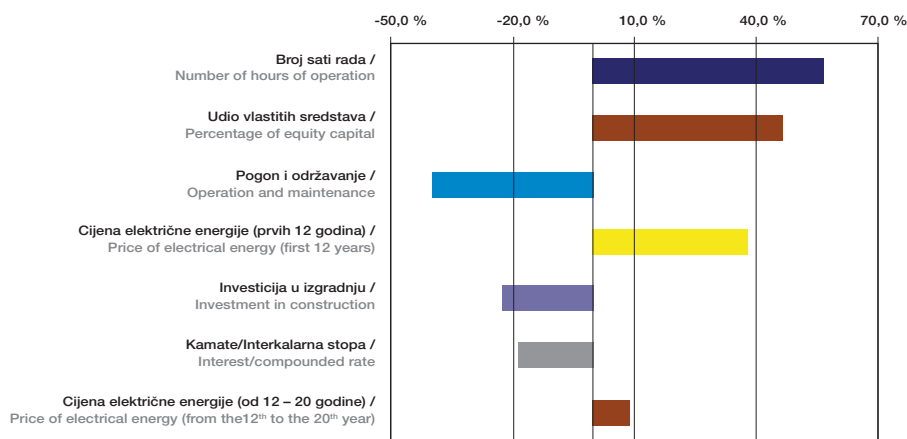


Raspon vrijednosti kumulativnih neto primitaka prema računu financijskog tijeka prikazuje slika 14. Cijeli raspon je od 8 449 934 HRK do 17 516 142 HRK, sa srednjom vrijednošću od 13 175 516 HRK. Širina raspona je 9 066 208 HRK, a standardna devijacija 1 364 948 HRK. Područje 80 % pouzdanosti je od 11 394 845 HRK do 14 941 338 HRK. Rezultat provedene analize osjetljivosti za tu varijablu prikazuje slika 15.

The range of the value of cumulative net revenues according to the financial flow calculation is presented in Figure 14. The entire range is from 8 449 934 HRK to 17 516 142 HRK, with an average value of 13 175 516 HRK. The width of the range is 9 066 208 HRK, and the standard deviation is 1 364 948 HRK. The range of 80 % reliability is from 11 394 845 HRK to 14 941 338 HRK. The results of the sensitivity analysis performed for this variable are presented in Figure 15.



Slika 14
 Financijski tijek –
 kumulativni neto
 primitci
 Figure 14
 Financial flow –
 cumulative net revenues

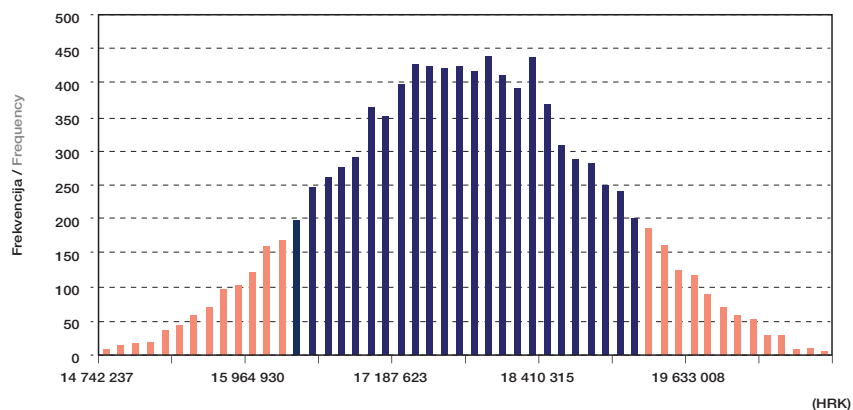


Slika 15
 Analiza osjetljivosti –
 kumulativni neto primitci
 iz financijskog tijeka
 Figure 15
 Sensitivity analysis –
 cumulative net revenues
 from financial flow

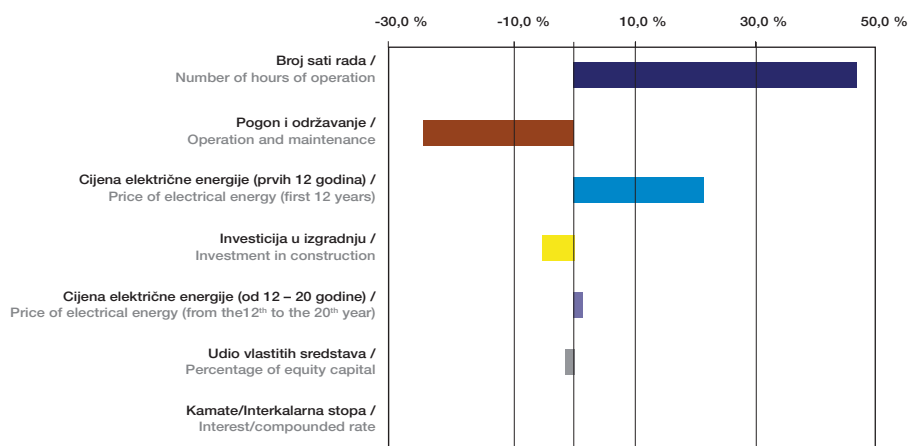
Raspon vrijednosti kumulativnih neto primitaka prema računu ekonomskog tijeka prikazuje slika 16. Cijeli raspon je od 14 373 288 HRK do 21 103 033 HRK, sa srednjom vrijednošću 17 737 834 HRK. Širina raspona je 6 729 745 HRK, a standardna devijacija 1 091 690 HRK. Područje 80 % pouzdanosti je 16 321 495 HRK do 19 177 604 HRK. Rezultat provedene analize osjetljivosti za tu varijablu prikazuje slika 17.

The range of the values for cumulative net revenues according to the economic flow calculation are presented in Figure 16. The entire range is from 14 373 288 HRK to 21 103 033 HRK, with an average value of 17 737 834 HRK. The width of the range is 6 729 745 HRK and the standard deviation is 1 091 690 HRK. The range of 80 % reliability is from 16 321 495 HRK to 19 177 604 HRK. The results of the sensitivity analysis conducted for this variable are presented in Figure 17.

Slika 16
 Ekonomski tijek –
 kumulativni neto
 primitci
Figure 16
 Economic flow –
 cumulative net
 revenues



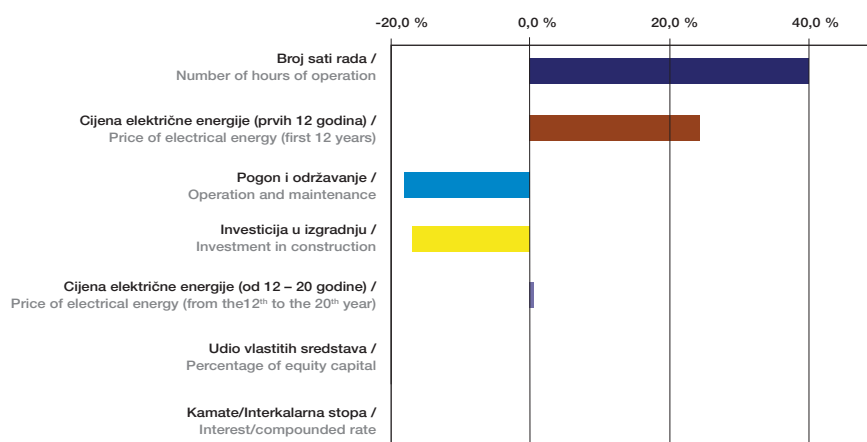
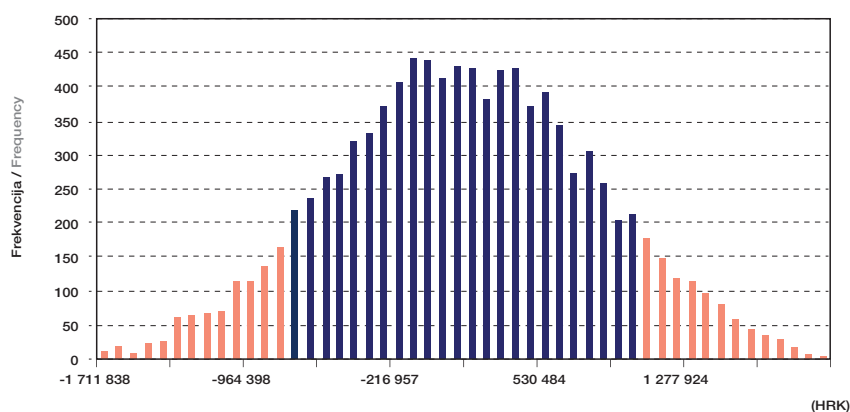
Slika 17
 Analiza osjetljivosti
 – kumulativni neto
 primitci iz ekonomskog
 tijeka
Figure 17
 Sensitivity analysis –
 cumulative net revenues
 from the economic flow



Raspon vrijednosti čiste sadašnje vrijednosti projekta prikazuje slika 18. Cijeli raspon je od – 1 983 184 HRK do 2 315 638 HRK, sa srednjom vrijednošću 119 391 HRK. Širina raspona je 4 298 822 HRK, a standardna devijacija 667 358 HRK. Područje 80 % pouzdanosti je od –743 831 HRK do 993 674 HRK. Rezultat provedene analize osjetljivosti za tu varijablu prikazuje slika 19.

The range of the values of the net present value of the project is presented in Figure 18. The entire range is from –1 983 184 HRK to 2 315 638 HRK, with an average value of 119 391 HRK. The width of the range is 4 298 822 HRK, and the standard deviation is 667 358 HRK. The range of 80 % reliability is from –743 831 HRK to 993 674 HRK. The results of the sensitivity analysis performed for this variable are presented in Figure 19.

Slika 18
Čista sadašnja vrijednost
Figure 18
Net present value

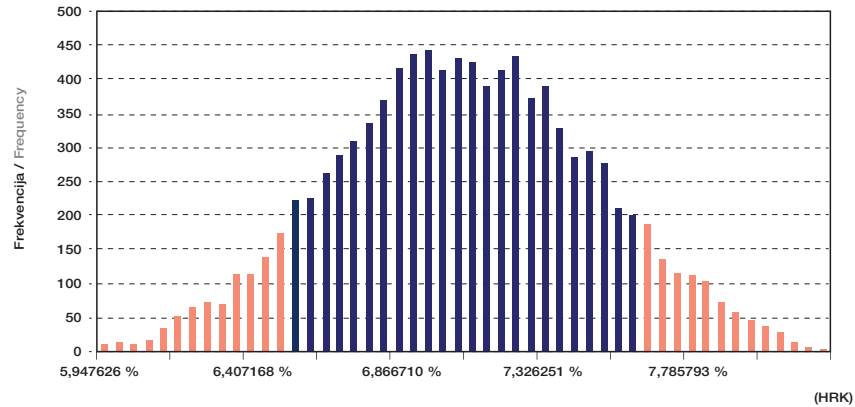


Slika 19
Analiza osjetljivosti čiste
sadašnje vrijednosti
Figure 19
Sensitivity analysis of net
present value

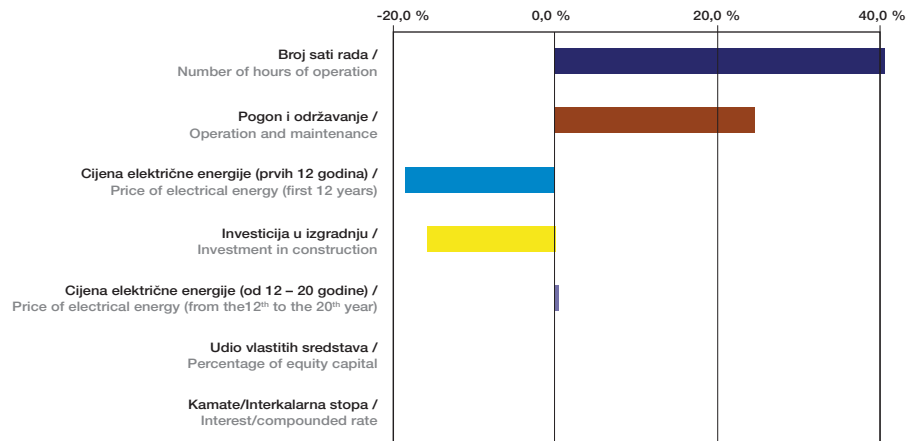
Raspon vrijednosti interne stope rentabilnosti prikazuje slika 20. Cijeli raspon je od 5,79 % do 8,43 %, sa srednjom vrijednošću 7,07 %. Širina raspona je 2,65 %, a standardna devijacija 0,41 %. Područje 80 % pouzdanosti je od 6,54 % do 7,61 %. Rezultat provedene analize osjetljivosti za tu varijablu prikazuje slika 21.

The range of the values of the internal rate of return is presented in Figure 20. The entire range is from 5,79 % to 8,43 %, with an average value of 7,07 %. The width of the range is 2,65 %, and the standard deviation is 0,41 %. The range of 80 % reliability is from 6,54 % to 7,61 %. The result of the sensitivity analysis performed for this variable is presented in Figure 21.

Slika 20
 Interna stopa rentabilnosti
 Figure 20
 Internal rate of return



Slika 21
 Analiza osjetljivosti interne
 stope rentabilnosti
 Figure 21
 Sensitivity analysis of the
 internal rate of return



Analiza čiste sadašnje vrijednosti (*NPI*) ukazuje da je vrijednost pozitivna za cijeli raspon izlaznih vrijednosti (s prethodno ustanovljenim razdiobama vjerojatnosti ulaznih varijabli). Iako umjerena, stvara se nova vrijednost, i može se zaključiti da je ulaganje financijski isplativo.

Analysis of the net present value (*NPI*) shows that the value is positive for the entire range of output values (with the previously established probability distribution of the input variables). Although moderate, a new value is created and it can be concluded that investment is financially profitable.

Analiza interne stope rentabilnosti ukazuje da je *IRR* jednak ili veći kamatnoj stopi kredita u cijelom rasponu vrijednosti izlazne varijable.

Analysis of the internal rate of return shows that the internal rate of return (*IRR*) is equal to or greater than the credit interest rate throughout the entire range of the values of the output variable.

3.5 Diskusija o međuovisnosti ulaznih i izlaznih varijabli

Neizbježno se postavlja pitanje mogućnosti utjecanja na ulazne podatke kako bi se dobila pozitivnija financijska slika projekta za potrebe izrade kreditnog elaborata. S obzirom da je model u svojoj suštini deterministički (variraju se samo ulazne varijable, ne i model), promjenom ulaznih parametara slijedeći analize osjetljivosti

3.5 Discussion of the interdependence of the input and output variables

The question is inevitably posed regarding the possibilities of influencing input data in order to obtain a positive financial picture of the project for the purposes of preparing a credit study. Since the model is essentially deterministic (only the input variables vary, not the model), change in the input

utječe se na izlazne vrijednosti. No, to i jest cilj analize svake investicije. Dobivene razdiobe pojedinih parametara financijske analize, kao i osjetljivost, skreću nam pozornost na potrebu upravljanja samo nekim rizicima radi postizanja isplativosti projekta. U zapadnim zemljama postoji praksa standardiziranja određenih parametara varijabli koje su bitne u analizama investicija u vjetroelektrane. To se čini upravo zato da bi se smanjile mogućnosti utjecanja na rezultat i time iskrivljavanje financijske slike projekta.

Zamišljeni način uporabe ovog modela je korištenje najboljih javno dostupnih ili prikupljenih podataka za projekt izgradnje vjetroelektrane, uz simulaciju nesigurnosti onih varijabli za koje se mogu odrediti opravdani rasponi vrijednosti promjene u budućnosti. Jednom izrađen, takav model može se priložiti u investicijsku studiju kao investitorova financijska analiza potpomognuta analizom rizika. Umjesto fiksnog procjenjivanja konačnih izlaznih varijabli poput *NPV* i *IRR*, korištenjem analize rizika moguće je utvrditi konačnu vrijednost varijable, ali uz vrijedan dodatak postotka sigurnosti s kojim se može reći da je dobivena konačna vrijednost točna.

Pri pregovorima se, bez analize rizika, isti model može koristiti kao jednostavno i efikasno sredstvo za brzu analizu utjecaja promjene pojedinih parametara na konačnu financijsku sliku projekta.

4 ZAKLJUČAK

Prema [35], vjetroenergija je izvor energije čiji se globalni potencijal procjenjuje između 20 000 i 50 000 TWh električne energije na godinu, na kopnenim lokacijama, čemu treba pridodati i veliki potencijal iznad morske površine (ukupna svjetska potrošnja električne energije u 2000. godini iznosila je oko 13 000 TWh). Prema sadašnjim spoznajama u Republici Hrvatskoj se može izgraditi vjetroelektrana instalirane snage oko 2 000 MW s očekivanom proizvodnjom od oko 4 TWh električne energije godišnje (godišnja bruto potrošnja danas je oko 17 TWh).

Da bi se izgradila vjetroelektrana, koja će pouzdano proizvoditi električnu energiju i ostvarivati ekonomska očekivanja investitora treba osigurati brojne uvjete. To su prije svega: pronalaženje slobodne lokacije s odgovarajućom jakosti vjetra, odabir primjerene opreme (sa stanovišta elektroenergetskog sustava te brzine i količine vjetra), odabir priključka na elektroenergetski sustav, sklapanje dugoročnog ugovora o kupoprodaji

parametara according to the sensitivity analysis affect the output values. However, this is the goal of the analysis of every investment. The obtained distributions of the individual parameters of the financial analysis, as well as sensitivity analysis, turn our attention to the need to manage some of the risks in order for the project to be profitable. In Western countries, there is a practice of standardizing certain parameters of variables, which are essential in the analyses of investments in wind power plants. This is done precisely in order to reduce eventual influences on the result and thereby distortion of the financial picture of the project.

The envisioned manner for the use of this model is the use of the best publicly accessible or collected data for the project of the construction of wind power plants, with simulation of the uncertainties of those variables for which it is possible to determine the justified ranges of future value changes. Once devised, such a model could be included in an investment study as the investor's financial analysis supplemented by risk analysis. Instead of a fixed estimate of the final output variables such as net present value (*NPV*) and internal rate of return (*IRR*), by using risk analysis it is possible to determine the final value of a variable together with the valuable addition of the percentage of certainty with which it is possible to state that the obtained final value is accurate.

During negotiations, the same model can be used without risk analysis as a simple and efficient mean for the rapid analysis of the effects of the changes of individual parameters on the final financial picture of a project.

4 CONCLUSION

According to [35], wind energy is an energy source with a global potential between 20 000 TWh and 50 000 TWh of electrical energy per year on land locations, to which should be added the great potential over marine surfaces (the total world consumption of electrical energy in the year 2000 amounted to approximately 13 000 TWh). According to current knowledge, in the Republic of Croatia it is possible to construct wind power plants with installed capacity of approximately 2 000 MW, with anticipated production of approximately 4 TWh of electrical energy per year (annual consumption today is approximately 17 TWh).

In order to build a wind power plant that will produce electrical energy reliably and meet the economic expectations of investor, it is necessary to secure numerous prerequisites. These are, first

električne energije te osiguranje povoljnih uvjeta financiranja izgradnje.

Investicija u izgradnju vjetroelektrane je kapitalno intenzivan projekt. Kako bi investitor povećao sigurnost svoje investicije, potreban je brz i učinkovit sustav analize investicijskih rizika projekta. To se podjednako odnosi i na kreditora i na onoga tko razvija projekt. Dobra procjena rizika može ukazati na slabosti prijedloga i na njihovo pravodobno otklanjanje.

U numeričkom modeliranju rizika, svaki se rizik transformira u razdiobu vjerojatnosti mogućih ishoda. Rezultati analize su vrijednosti i grafikoni koji pružaju točnu informaciju o količini rizika koji se preuzima.

Najosjetljiviji dio modela je određivanje ulaznih varijabli i njihove razdiobe. U ovom radu to je učinjeno korištenjem financijskih parametara dostupnih iz iskustava unutar Hrvatske i EU.

Temeljem provedene analize na primjeru vjetroelektrane od 18 MW na području Benkovca može se zaključiti:

- vjetroelektrana koja je uzeta kao primjer financijski je isplativ projekt, iako s umjerenom profitabilnošću,
- analiza osjetljivosti pokazuje da su najutjecajnije rizici povezani s brojem sati rada (što je u skladu s nalazima drugih studija isplativosti ovog tipa investicije u EU), a da cijeni izgradnje vjetroelektrane i troškovima pogona i održavanja treba posvetiti pozornost.

Nadalje se može ustvrditi da je prezentirani model fleksibilan jer omogućuje promjene u ulaznim razdiobama vjerojatnosti te pruža mogućnost dodavanja novih varijabli (razni eskalatori, leasing, i sl.). Model je uz neznatne dorade moguće primijeniti i na druge projekte obnovljivih izvora.

of all, the finding of free locations with the suitable wind strength, the selection of suitable equipment (from the standpoint of the electrical energy system and the speed and quantity of the wind), the selection of a connection point to the electrical energy system, entry into long-term contract on the sale of electrical energy and securing favorable conditions for financing construction.

Investment in the construction of wind power plant is a capital intensive project. In order for the investor to increase the safety of his investment, a rapid and effective system for the analysis of the investment risks of the project is necessary. This equally applies to the creditor and the party who develops the project. Good risk assessment can point out the weaknesses of a proposal, facilitating their elimination in time.

In numerical risk modeling, each risk is transformed into the probability distribution of possible results. The results of analysis are values and graphs that provide precise information on the amount of risk being undertaken.

The most sensitive part of a model is the determination of the input variables and their distribution. In the article, this was performed using financial parameters available from experience within Croatia and the EU.

Based upon analysis performed on the example of the wind power plant of 18 MW in the territory of Benkovac, the following may be concluded:

- the wind power plant that is taken as an example is a financially profitable project, although with moderate profitability,
- sensitivity analysis demonstrates that the most influential risks are connected with the number of hours of operation (which is in agreement with the findings of other profitability studies of this type of investment in the EU), and that the cost of the construction of a wind power plant and the operation and maintenance costs require attention.

Furthermore, it can be stated that the model presented is flexible because it permits changes in the input distribution probabilities and the addition of new variables (various escalators, leasing etc.). With minor adjustments, the model can also be applied to other projects involving renewable energy sources.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment, 2005
- [2] EWEA: Wind Energy – The Facts, 2003 (<http://www.ewea.org/index.php?id=91>)
- [3] Eurostat: Europe in figures, Eurostat yearbook 2006-07, February 2007 (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu>)
- [4] EWEA: Strategic Overview of the Wind Energy Sector, 10 January 2007 (<http://www.ewea.org/index.php?id=194>)
- [5] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije, Narodne novine broj 33/2007
- [6] Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine broj 33/2007
- [7] Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora i kogeneracije čija se proizvodnja potiče, Narodne novine broj 33/2007
- [8] Enwind, Program korištenja energije vjetra, nove spoznaje i provedba, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, prosinac 2001.
- [9] Enwind, Program korištenja energije vjetra, prethodni rezultati i buduće aktivnosti, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, travanj 1998.
- [10] LABUDOVIĆ, B., Obnovljivi izvori energije, Energetika marketing, Zagreb, 2002.
- [11] Windtest, Kaiser-Wilhem-Koog GmbH, Windpotentialmessung, 2007, (<http://www.windtest.de>)
- [12] Windtest, Kaiser-Wilhem-Koog GmbH, Windpotential und Energieertragsberechnung, 2007, (<http://www.windtest.de>)
- [13] Windtest, Kaiser-Wilhem-Koog GmbH, Vermessung des Leistungsverhaltens von WEA und Windparks, 2007, (<http://www.windtest.de>)
- [14] Vestas, Produktbeschreibung V90 – 3.0 MW, OptiSpeed™ Windenergieanlage, 2007, (<http://www.vestas.com>)
- [15] Vestas, Produktbeschreibung V90 – 2.0 MW, OptiSpeed™ Windenergieanlage, 2007, (<http://www.vestas.com>)
- [16] Bundesverband WindEnergie e.v, Fakten zur Windenergie (Von A bis Z), Berlin, 2005
- [17] NORDEX N90/2500 LS – Annual energy yield, 2007, (<http://www.nordex-online.com>)
- [18] Power Curve NORDEX N90/2500 LS, 2007, (<http://www.nordex-online.com>)
- [19] Nordex Service Suite – Das mehrstufige Service, Programm für alle Windenergieanlagen der Nordex Gruppe, 2007, (<http://www.nordex-online.com>)
- [20] ENERCON, Technical specifications, Service and Maintenance, Tower and foundation, Grid connection, System control, 2007, (<http://www.enercon.de>)
- [21] International Organization for Standardization (ISO), Risk management vocabulary: guidelines for use in standards, ISO/IEC Guide 73:2002 definition 3.1.1, first edition, Geneva, 2002
- [22] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60300-3-9 Ed. 2.0: Dependability management – Part 3-9: Application guide – Risk analysis of technological systems, first edition, Geneva, 2006
- [23] CLEIJNE, H., RUIJGROK, W., Modelling Risks of Renewable Energy Investments, Report of the Green-X Project within the 5th framework programme of the EC, KEMA, Netherlands, July 2004
- [24] TAPIERO, C., Risk and Financial Management: Mathematical and Computational Methods, John Wiley & Sons, June 2004
- [25] MUŽINIĆ, F., Analiza i modeliranje rizika za projekte vjetroelektrana, magistarski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 2007.
- [26] Crystal Ball Professional 7.2.2, Denver, Colorado: Decisioneering Inc.
- [27] Ammonit Gesellschaft für Messtechnik GmbH, Windmessung für eine korrekte Energieprognose, 2007
- [28] FARAGÓ, T., KATZ R.W., Extremes and Design Values in Climatology, WMO/TD – No. 386 WCAP – 14, 1990
- [29] GAJIĆ-ČAPKA, M., PERČEC-TADIĆ, M., PATARČIĆ, M., Digitalna godišnja oborinska karta Hrvatske, Hrvatski meteorološki časopis 38, 2003.
- [30] GUMBEL, E.J., Statistics of Extremes, Columbia University Press, New York, 1958.
- [31] JENKINSON, A. F.: The Frequency Distribution of the Annual Maximum (or Minimum) Values of Meteorological Elements, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society 87, John Wiley & Sons, 1955
- [32] TROEN, I., PETERSEN, E. L.: The European Wind Atlas, Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Rome, 1986
- [33] ZANINOVIĆ, K., SRNEC, L., PERČEC-TADIĆ, M., Digitalna godišnja temperaturna karta Hrvatske, Hrvatski meteorološki časopis 39, 2004.
- [34] GORENC, V., Rječnik trgovačkog prava, Masmedia, Zagreb, 1997.
- [35] ARCHER, C., JACOBSON, L., MARK Z., Evaluation of Global Wind Power, Journal of Geophysical Research – Atmospheres, Washington, 2005

Uredništvo primilo rukopis:
2007-05-25

Manuscript received on:
2007-05-25

Prihvaćeno:
2007-06-04

Accepted on:
2007-06-04

RAČUNANJE SREDNJE I EFEKTIVNE VRIJEDNOSTI STRUJE (NAPONA) SLOŽENIH VALNIH OBLIKA CALCULATION OF THE MEAN AND EFFECTIVE CURRENT (VOLTAGE) VALUES OF COMPLEX WAVEFORMS

Prof. dr. sc. Branislav Kuzmanović,

Novački Vidikovac 6, 10040 Zagreb, Hrvatska

Dr. sc. Zoran Baus, Siemens d.d., Heinzlova 70 a, 10000 Zagreb, Hrvatska

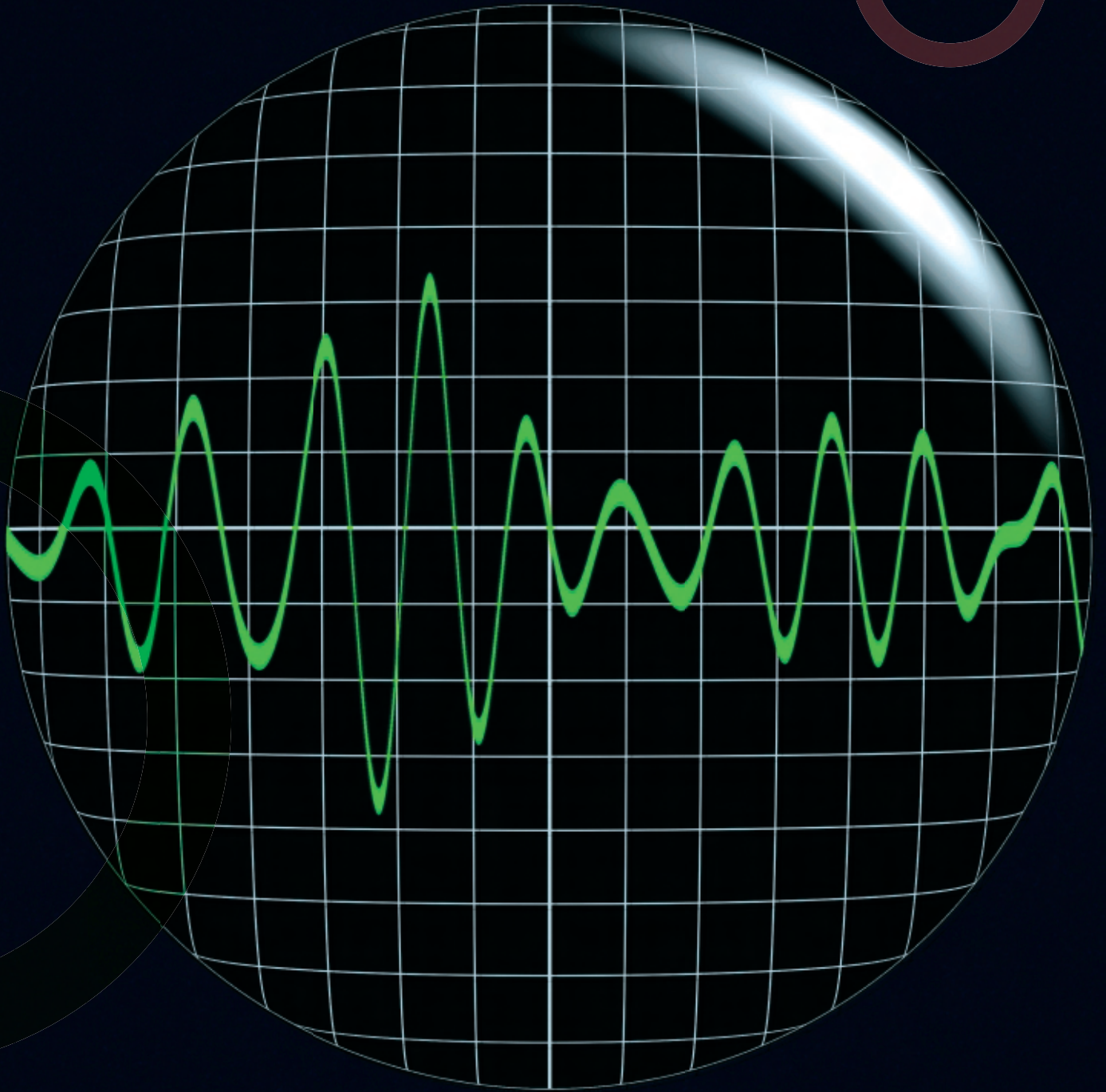
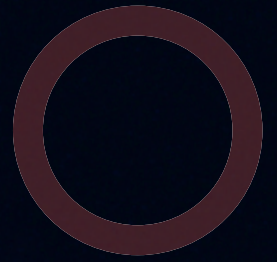
Mr. sc. Luka Ferković, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Računanje srednje i efektivne vrijednosti struje (napona) složenih valnih oblika svodi se na rješavanje integrala, što većini inženjera predstavlja određene teškoće.

Danas se u praksi pojavljuje u nizu više različitih valnih oblika, što još više komplicira postupak rješavanja. Ako se znaju srednja i efektivna vrijednost tipičnih oblika, onda se taj postupak može bitno pojednostaviti, kako je prikazano u ovom članku.

What the calculation of the mean and effective current (voltage) values of complex waveforms amounts to is dealing with integrals, and that poses some difficulties to most engineers. In today's practice the problem makes itself manifest in a series of different waveforms, which makes the process of its solving all the more complicated. However, if the mean and effective values of typical forms are known, the process can be greatly simplified, and that's what the present article is about.

Ključne riječi: efektivna vrijednost, srednja vrijednost, struja (napon) složenih valnih oblika
Keywords: current (voltage) complex waveforms, effective value, mean value



1 UVOD

Vremenski promjenjiva struja, isto kao i istosmjerna struja zagrijava vodič i može izvršiti mehanički rad. Da bi se mogli računati i izmjeriti ti efekti vremenski promjenljive struje, potrebno je iz praktičnih razloga definirati tzv. efektivnu vrijednost struje (napona), jer je to nemoguće izraziti pomoću trenutnih vrijednosti [1] i [2].

Budući da neki instrumenti za mjerenje struje (napona) imaju otklon kazaljke proporcionalan s efektivnom, a neki sa srednjom vrijednosti struje (napona), potrebno je definirati srednju i efektivnu vrijednost struje (napona).

2 DEFINICIJA SREDNJE VRIJEDNOSTI

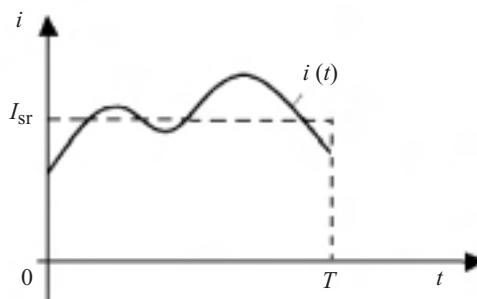
Srednja ili prosječna vrijednost vremenski promjenjive struje ili napona u nekom vremenskom intervalu T konstantna je vrijednost čija je površina u intervalu T jednaka površini vremenski promjenjive veličine (slika 1). Matematički se to može napisati ovako:

$$I_{sr} \cdot T = \int_0^T i \cdot dt, \quad (1)$$

odakle se dobije da je tražena srednja vrijednost:

$$I_{sr} = \frac{1}{T} \int_0^T i \cdot dt. \quad (2)$$

Slika 1
Definicija srednje
vrijednosti
Figure 1
Definition of mean
value



1 INTRODUCTION

The time-variable current, just as the direct current, heats the conductor and can perform a mechanical work. For the effects of a time-variable current to be calculated and measured it is necessary, for practical reasons, to define the so-called effective current (voltage) value, because that cannot be expressed by means of instantaneous values [1] and [2].

Since some current (voltage) measuring instruments have the inclination of the hand proportional to the effective value, the others proportional to the mean value of current (voltage), it is necessary to define the mean and effective values of current (voltage).

2 DEFINITION OF THE MEAN VALUE

The mean or average value of a time-variable current or voltage over a time interval T is a constant value, the surface of which in the interval T equals the surface of a time-variable value (Figure 1). Mathematically it can be expressed like this:

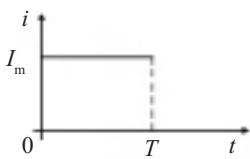
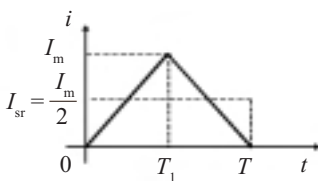
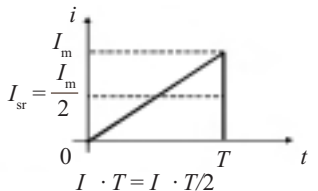
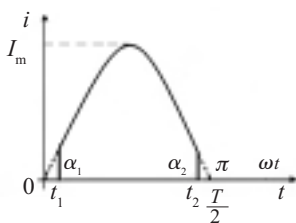
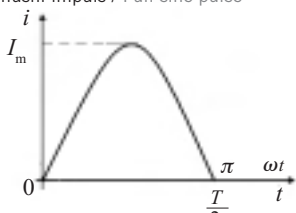
Ako se radi o periodičnom valnom obliku onda je taj vremenski interval jednak osnovnoj periodi T . Srednja vrijednost periodičnog valnog oblika jednaka je nultom članu Fourierovog reda $\alpha_0/2$. Treba istaći da simetrični bipolarni valni oblici nemaju nultog člana ($a_0 = 0$), pa je njihova srednja vrijednost jednaka nuli. U mjernoj tehnici ponekad se takvi valni oblici pomoću ispravljača pretvaraju u unipolarne valne oblike, pa nastaju poluvalno i punovalno ispravljeni valni oblici.

Srednja vrijednost može biti pozitivna i negativna, što ovisi o valnom obliku. Izračunat će se srednje vrijednosti tri tipična valna oblika koji se periodički mogu ponavljati.

In the case of a periodic waveform, the time interval equals the basic period T . The mean value of a periodic waveform equals the zero member of Fourier order $\alpha_0/2$. It should be noted that symmetric bipolar waveforms have no zero member ($a_0 = 0$), so their mean value equals zero. In measurement technology such waveforms are sometimes converted into unipolar waveforms by means of rectifiers, which results in rectified half-wave and full-wave forms.

The mean value may be positive or negative, depending on the waveform. The mean value of three typical, periodically repeatable waveforms will be calculated.

Tablica 1 – Prikaz tipičnih valnih oblika
Table 1 – Typical waveforms

Vrsta impulsa / Type of pulse	Srednja vrijednost / Mean value	Efektivna vrijednost / Effective value
Pravokutni impuls / Rectangular pulse 	$I_{sr} = I_m$	$I = I_m$
Trokutasti impuls / Triangular pulse a)  $I_{sr} = \frac{I_m}{2}$ b)  $I_{sr} = \frac{I_m}{2}$ $I_{sr} \cdot T = I_m \cdot T/2$	$I_{sr} = \frac{I_m}{2}$	$I = \frac{I_m}{\sqrt{3}}$
Odrezani sinusni impuls / Cut sine pulse 	$I_{sr} = \frac{I_m}{\pi} (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$	$I = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{\alpha_2 - \alpha_1}{\pi} + \frac{\sin 2\alpha_1 - \sin 2\alpha_2}{2\pi}}$
Puni sinusni impuls / Full sine pulse 	$I_{sr} = \frac{2}{\pi} I_m$	$I = \frac{I_m}{\sqrt{2}}$

2.1 Računanje srednje vrijednosti impulsa čija je perioda T_1 kraća od periode signala T

U slučaju kada impuls ne popunjava periodu, tj. kada je vrijeme trajanja impulsa T_1 kraće od vremena periode T (slika 2), tada je srednja vrijednost takvog signala:

$$I_{sr} = \frac{1}{T} \int_0^{T_1} i \cdot dt = \frac{T_1}{T} \cdot \frac{1}{T_1} \int_0^{T_1} i \cdot dt, \quad (3)$$

odnosno:

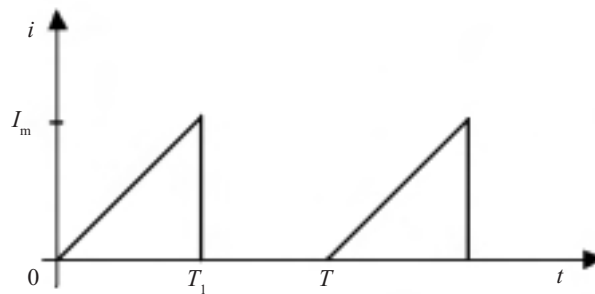
or:

$$I_{sr} = I_{sr}(1) \cdot \frac{T_1}{T}, \quad (4)$$

gdje je $I_{sr}(1) = \frac{I_m}{2}$ srednja vrijednost impulsa periode T_1 .

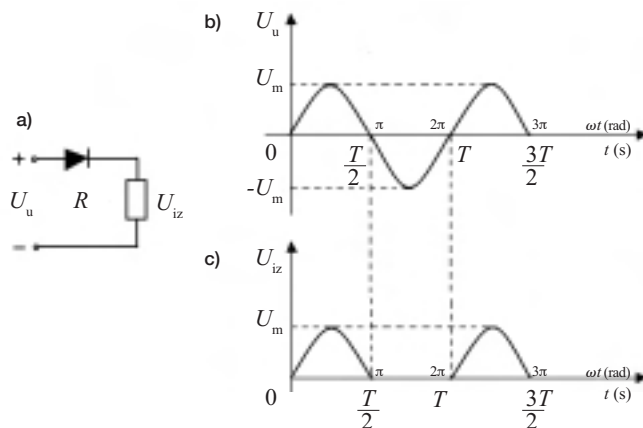
where is $I_{sr}(1) = \frac{I_m}{2}$ the mean value of the pulse of period T_1 .

Slika 2
Unipolarni valni oblik –
pilasti impulsi
Figure 2
Unipolar waveform –
dented pulses



Prema tome, srednja vrijednost impulsa čija je srednja vrijednost poznata može se lako izračunati u slučaju da je perioda T veća od trajanja impulsa T_1 , tako da se poznata srednja vrijednost pomnoži sa reduciranim vremenom T_1/T . Srednja vrijednost negativnog impulsa je negativna. Tako se npr. pomoću poluvodičke diode (slika 3a) eliminira negativna poluperioda (slika 3b, c).

Therefore, the mean value of a pulse whose mean value is known can be easily calculated if period T is greater than the duration T_1 of a pulse by multiplying the known mean value with the reduced time T_1/T . The mean value of a negative pulse is negative. For example, that is how by means of a semi-conductor diode (Figure 3a) a negative half-period is eliminated (Figure 3b, c).



Slika 3
Poluvalno ispravljanje napona
Figure 3
Half-wave voltage rectification

a) sklop za poluvalno ispravljanje / half-wave rectification unit
b) ulazni sinusni napon / input sine voltage
c) izlazni poluvalno ispravljeni napon / output half-wave rectified voltage

Srednja se vrijednost izlaznog napona računa prema formuli:

The mean value of output voltage is calculated by means of the following formula:

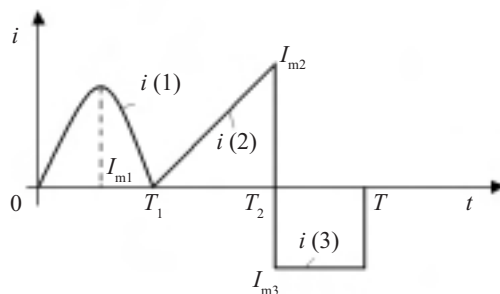
$$U_{\text{ispr}} = \left(\frac{2}{\pi} U_m \right) \frac{T}{T} = \frac{U_m}{\pi}. \quad (5)$$

2.2 Računanje srednje vrijednosti impulsa u nizu i zbroja više valnih oblika

2.2 Calculating the mean value of pulses in a series and the sum of more waveforms

U slučaju kada je valni oblik sastavljen od različitih impulsa u jednoj periodi (slika 4) tada se srednja vrijednost dobije zbrajanjem reduciranih vrijednosti pojedinih impulsa.

If a waveform is composed of different pulses in a single period (Figure 4), then the mean value is obtained by summing up the reduced values of individual pulses.



Slika 4
Tri impulsa stisnuta u periodi T
Figure 4
Three pulses compressed into a period T

Srednja vrijednost prikazanog valnog oblika je:

The mean value of the above shown waveform is:

$$I_{\text{sr}} = \frac{1}{T} \int_0^T i \cdot dt = \frac{1}{T} \left(\int_0^{T_1} i(1) \cdot dt + \int_{T_1}^{T_2} i(2) \cdot dt + \int_{T_2}^T i(3) \cdot dt \right), \quad (6)$$

odnosno:

or:

$$I_{sr} = I_{sr}(1) \frac{T_1}{T} + I_{sr}(2) \frac{T_2 - T_1}{T} + I_{sr}(3) \frac{T - T_2}{T}, \quad (7)$$

gdje je:

where:

$$I_{sr}(1) = \frac{2}{\pi} \cdot I_{m1}, \quad (7a)$$

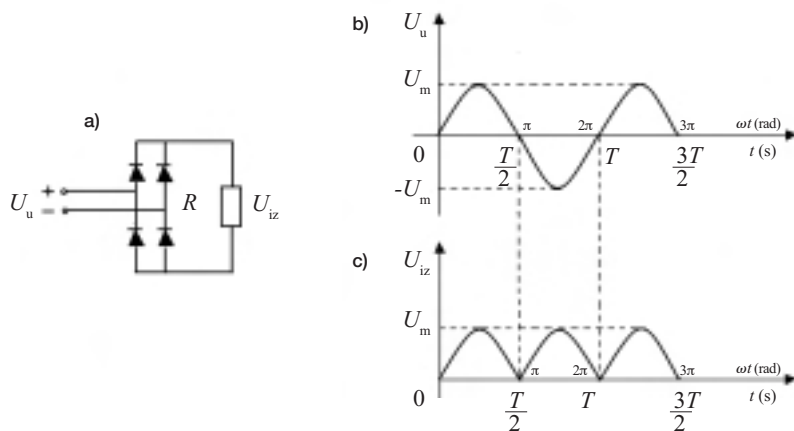
$$I_{sr}(2) = \frac{I_{m2}}{2}, \quad (7b)$$

$$I_{sr}(3) = -I_{m3}. \quad (7c)$$

Tako se npr. pomoću Graetzvog spoja (slika 5a) od sinusnog ulaznog napona (slika 5b) dobije izlaz napon (slika 5c), koji se zove punovalno ispravljeni napon.

That is how, for example, by means of Graetz connection (Figure 5a) the voltage output (Figure 5c), called full-wave voltage rectification, is obtained out of a sine input voltage (Figure 5b)

Slika 5
Punovalno ispravljanje napona
Figure 5
Full-wave voltage rectification



a) Graetzov ispravljački spoj / Graetz rectification connection
b) ulazni sinusni napon / input sine voltage
c) izlazni punovalni ispravljeni napon / output full-wave rectified voltage

Srednja vrijednost izlaznog punovalno ispravljenog napona je:

The mean value of an output full-wave rectified voltage is:

$$U_{izsr} = \frac{2 \cdot U_m}{\pi}. \quad (8)$$

Srednja vrijednost sinusnog ulaznog napona je jednaka nuli. Može se zaključiti da je srednja vrijednost bipolarnih simetričnih valnih oblika jednaka nuli.

The mean value of a sine input voltage equals zero. It can be inferred that the mean value of bipolar symmetric waveforms equals zero.

Ako se valni oblik sastoji od zbroja dvaju ili više valnih oblika, tada je srednja vrijednost jednaka zbroju srednjih vrijednosti pojedinih valnih oblika:

If a waveform consists of the sum of two or more waveforms, then the mean value equals the sum of the mean values of individual waveforms:

$$I_{sr} = \frac{1}{T} \int_0^T (i_1 + i_2 + \dots + i_n) \cdot dt = \sum_{k=1}^n I_{ksr} \quad (9)$$

Čest je slučaj da je valni oblik zbroj istosmjernog i vremenski promjenjivog valnog oblika:

It often occurs that the waveform is the sum of a DC and a time-variable waveform:

$$i = I_0 + i(1), \quad (10)$$

čija je vrijednost:

the value of which is:

$$I_{sr} = I_0 + I_{sr}(1). \quad (11)$$

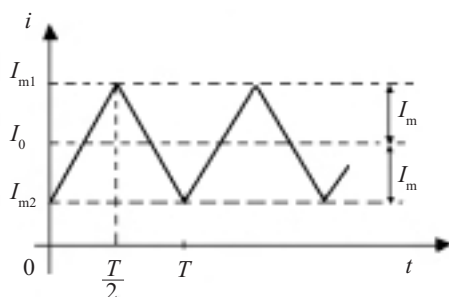
Tako je npr. vrlo čest slučaj da treba odrediti srednju vrijednost trokutastog simetričnog bipolarnog valnog oblika koji je zbrojen s istosmjernim stalnim oblikom (slika 6).

Thus a need very often arises to determine the mean value of a triangular symmetric bipolar waveform which is summed up with a DC constant form (Figure 6).

Budući da je srednja vrijednost simetričnog bipolarnog valnog oblika jednaka nuli, tada je srednja vrijednost zadanog valnog oblika:

As the mean value of a symmetric bipolar waveform equals zero, the mean value of a given waveform is:

$$I_{sr} = \frac{I_{m1} + I_{m2}}{2} = I_0. \quad (12)$$



Slika 6
Trokutasti simetrični bipolarni valni oblik zbrojen s istosmjernim stalnim oblikom
Figure 6
Triangular symmetric bipolar waveform summed up with a DC constant form

Sad se može lako odrediti tjemena vrijednost zadanog bipolarnog valnog oblika:

Now we can easily determine the peak value of a given bipolar waveform:

$$I_m = I_{m1} - I_0 = \frac{I_{m1} - I_{m2}}{2}. \quad (13)$$

Navedene se zadnje dvije relacije koriste kada se analizira struja, odnosno napon pomoću osciloskopa.

The last two relations are used in analyzing current or voltage by means of oscilloscope.

3 DEFINICIJA EFEKTIVNE VRIJEDNOSTI

Efektivna vrijednost vremenski promjenljive struje (napona) jednaka je onoj vrijednosti istosmjerne struje (napona) koja bi za isto vrijeme proizvela isti energetske efekt na istom otporu, tj.:

3 DEFINITION OF THE EFFECTIVE VALUE

The effective value of time-variable current (voltage) equals that value of direct current (voltage) which over the same time at the same resistance would produce the same energy effect, i.e.:

$$\int_0^T R \cdot i^2 \cdot dt = R \cdot I^2 \cdot T. \quad (14)$$

Iz te relacije slijedi da je efektivna vrijednost vremenski promjenljive struje:

It follows from this relation that the effective value of a time-variable current is:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 \cdot dt}, \quad (15)$$

gdje je T vrijeme trajanja, a kod periodičkih valnih oblika to je vrijeme jedne periode. Efektivna vrijednost označava se velikim slovima bez ikakva indeksa, kao i istosmjerne veličine, pa se na analogan način računa efektivna vrijednost napona U i elektromotorne sile (EMS) E :

where T is the duration time, while with periodic waveforms it is the time of one period. The effective value is signified in capital letters without any index, as are the DC values, so the effective value of voltage U and the electromotor force (EMS) E are calculated analogously:

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2 \cdot dt}, \quad (16)$$

$$E = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T e^2 \cdot dt}. \quad (17)$$

Izračunate efektivne vrijednosti triju već navedenih tipičnih valnih oblika date su u tablici 1.

The calculated effective values of the three above mentioned typical waveforms are given in Table 1.

3.1 Računanje efektivne vrijednosti impulsa čija je perioda T_1 kraća od periode signala T

U slučaju kada je perioda T_1 kraća od periode signala (slika 2), tada se efektivna vrijednost računa ovako:

3.1 Calculating the effective value of a pulse whose period T_1 is shorter than the signal period T

If a period T_1 is shorter than a signal period (Figure 2), the effective value is calculated like this:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^{T_1} i^2 \cdot dt} = \sqrt{\frac{T_1}{T} \cdot \frac{1}{T_1} \int_0^{T_1} i^2 \cdot dt} \quad (18)$$

Konačno se dobije da je:

What is finally obtained is:

$$I = I(1) \sqrt{\frac{T_1}{T}}, \quad (19)$$

gdje je $I(1)$ efektivna vrijednost periode T_1 . U ovom slučaju efektivna vrijednost impulsa množi se drugim korijenom reduciranog vremena:

where $I(1)$ is the effective value of period T_1 . In this case the effective value of a pulse is multiplied with the square root of the reduced time:

$$\sqrt{\frac{T_1}{T}} \quad (20)$$

Tako se npr. u slučaju poluvalno ispravljene sinusne struje (slika 3c) efektivna vrijednost računa prema glavnoj relaciji ovako:

For example, in the case of a half-wave rectified sine current (Figure 3c), this is how the effective value is calculated against the main relation:

$$I_{\text{iz}} = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{T}{2}} = \frac{I_m}{2} \quad (21)$$

3.2 Računanje efektivne vrijednosti impulsa u nizu

U slučaju kada se u jednoj periodi nalazi niz različitih impulsa, efektivna se vrijednost može izračunati na sljedeći način:

3.2 Calculating the effective value of a pulses in a series

If one period accommodates a series of different pulses, the effective value can be calculated as follows:

$$I = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_i^2 + \dots + I_n^2}, \quad (22)$$

gdje je I_i efektivna vrijednost i -tog impulsa izračunata pomoću formule s reduciranim vremenom.

where I_i is the effective value of the i -th pulse, calculated by means of the formula with a reduced time.

Efektivna vrijednost bipolarnih valnih oblika računa se također po prethodnoj formuli, što znači da je potrebno izračunati efektivnu vrijednost pojedinog bipolarnog impulsa. Iz toga proizlazi da je efektivna vrijednost simetričnog bipolarnog valnog oblika jednaka efektivnoj vrijednosti jednog impulsa [3].

The effective value of bipolar waveforms is also calculated according to the foregoing formula, which means that it is necessary to work out the effective value of a particular bipolar pulse. It follows that the effective value of a symmetric bipolar waveform equals the effective value of one pulse [3].

Postupak računanja ilustrirat će se za valni oblik na slici 4. U skladu s relacijom za efektivnu vrijednost običnog valnog oblika sastavljenog od tri tipična oblika na slici 4 dobije se:

The calculation process will be illustrated for the waveform in Figure 4. In accordance with the relation for the effective value of an ordinary waveform composed of three typical forms in Figure 4 the following is obtained:

$$I = \sqrt{\left(I(1) \sqrt{\frac{T_1}{T}} \right)^2 + \left(I(2) \sqrt{\frac{T_2 - T_1}{T}} \right)^2 + \left(I(3) \sqrt{\frac{T - T_2}{T}} \right)^2}, \quad (23)$$

odnosno kada se uvrste efektivne vrijednosti pojedinih impulsa dobije se da je:

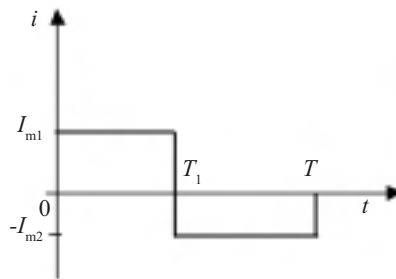
or, with the inclusion of the effective values of individual pulses, the following is obtained:

$$I = \sqrt{\left(\frac{I_{m1}}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{T_1}{T}} \right)^2 + \left(\frac{I_{m2}}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{T_2 - T_1}{T}} \right)^2 + \left(I_{m3} \sqrt{\frac{T - T_2}{T}} \right)^2}. \quad (24)$$

U praksi se vrlo često treba odrediti efektivnu vrijednost valnog oblika na slici 7.

In practice it is often necessary to determine the effective value of a waveform, as in Figure 7.

Slika 7
Bipolarni valni oblik struje – pravokutni impulsi
Figure 7
Bipolar current waveform – rectangular pulses



Efektivna vrijednost zadanog valnog oblika se dobije primjenom gornje relacije, pa se dobije da je:

The effective value of a given waveform is obtained by applying the above relation:

$$I = \sqrt{\left(I_{m1} \sqrt{\frac{T_1}{T}} \right)^2 + \left(I_{m2} \sqrt{\frac{T - T_1}{T}} \right)^2}. \quad (25)$$

Tako je npr. efektivna vrijednost sinusnog punovalno ispravljenog oblika (slika 5):

Thus, for example, the effective value of a sine full-wave rectified form (Figure 5) is:

$$U = \frac{U_m}{\sqrt{2}}. \quad (26)$$

3.3 Računanje efektivne vrijednosti valnog oblika

$$i = I_0 + i_1(t)$$

U praksi se često susreće valni oblik koji se sastoji od istosmjernog člana I_0 i vremenski promjenljivog člana $i_1(t)$, koji ne moraju biti simetrični. Efektivna vrijednost takvog valnog oblika:

3.3 Calculating the effective value of waveform

$$i = I_0 + i_1(t)$$

In practice we shall often meet a waveform consisting of a DC member I_0 and a time-variable member $i_1(t)$, which may not be symmetric. The effective value of such a waveform is:

$$i = I_0 + i_1(t), \quad (27)$$

računa se ovako:

and is calculated as follows:

$$I = \sqrt{I_0^2 + 2 \cdot I_0 \cdot I_{1sr} + I_1^2}, \quad (28)$$

gdje je:

where:

I_{1sr} – srednja vrijednost promjenljivog valnog oblika, a

I_{1sr} – is the mean value of a variable waveform, and I_1 – is the effective value of a variable waveform.

I_1 – efektivna vrijednost promjenljivog valnog oblika.

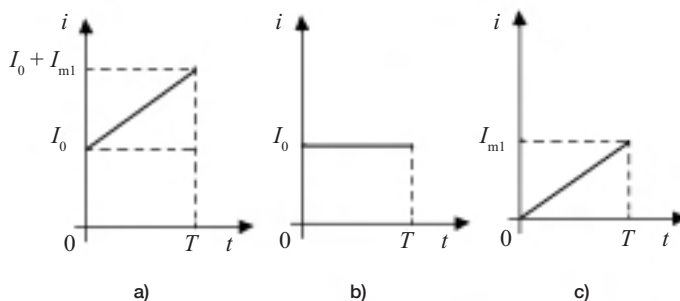
Thus the effective value of a waveform $i = 10 + 100 \sin \omega t$ is calculated as shown below. Since the mean value of the sine part is zero $I_{1sr} = 0$, and the effective value $I_1 = 100/\sqrt{2}$, the sought value is:

Tako se npr. efektivna vrijednost valnog oblika $i = 10 + 100 \sin \omega t$ računa kako je prikazano u nastavku. Kako je srednja vrijednost sinusnog dijela nula $I_{1sr} = 0$, a efektivna $I_1 = 100/\sqrt{2}$ tražena je vrijednost:

$$I = \sqrt{10^2 + \left(\frac{100}{\sqrt{2}}\right)^2} = 71,41 \text{ A.} \quad (29)$$

Drugi primjer za računanje efektivne vrijednosti zbroja istosmjernog i promjenljivog signala prikazan je na slici 8a.

Another example of how to calculate the effective value of a sum of DC and variable signals is shown in Figure 8a.



Slika 8
Istosmjerni i promjenljivi signal
Figure 8
DC and variable signal

Taj signal se rastavi na sastavne dijelove, pravokutni impuls (slika 8b) i trokutasti impuls (slika 8c), tako da se matematički može napisati:

The signal is separated into its constituent parts, the rectangular pulse (Figure 8b) and the triangular pulse (Figure 8c), or, to put it mathematically:

$$i = I_0 + i_1, \quad (30)$$

Efektivna vrijednost osnovnog valnog oblika (slika 8a) je:

The effective value of the basic waveform (Figure 8a) is:

$$I = \sqrt{I_0^2 + 2 \cdot I_0 \cdot I_{sr}(1) + I^2(1)} = \sqrt{I_0^2 + 2 \cdot I_0 \cdot \frac{I_{m1}}{2} + \frac{I_{m1}^2}{3}} \quad (31)$$

3.4 Efektivna vrijednost periodičkih nesinusnih valnih oblika

Periodički nesinusni valni oblik, rastavljen na harmonike:

3.4 The effective value of periodic non-sine waveforms

A periodic non-sine waveform, separated into harmonics:

$$i = I(0) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot I(n) \cdot \sin[n\omega t + \varphi(n)], \quad (32)$$

omogućuje da se lako izračuna njegova efektivna vrijednost [4]. Primjenom osnovne relacije za računanje efektivne vrijednosti dobije se da je efektivna vrijednost periodičkog nesinusnog valnog oblika:

helps to easily calculate its effective value [4]. By applying the basic relation for calculating the effective value, the obtained effective value of a periodic non-sine waveform will be:

$$I = \sqrt{I^2(0) + \sum_{n=1}^{\infty} I^2(n)}, \quad (33)$$

gdje je:

where:

$I(0) = \frac{I_m(n)}{\sqrt{2}}$ – istosmjerna komponenta struje, odnosno srednja vrijednost periodičkog valnog oblika,
 $I(n)$ – efektivna vrijednost n -tog harmonika ($n = 1, 2, 3, \dots, \infty$).

$I(0) = \frac{I_m(n)}{\sqrt{2}}$ – DC component, or the mean value of a periodic waveform,
 $I(n)$ – effective value of the n -th harmonic ($n = 1, 2, 3, \dots, \infty$).

Dakle, može se reći da je efektivna vrijednost periodičkog nesinusnog valnog oblika jednaka drugom korijenu iz sume kvadrata efektivnih vrijednosti svih harmonika i kvadrata nultog člana.

Therefore, the effective value of a periodic non-sine waveform can be said to equal the square root of the square of the effective values of all harmonics and the square of the zero member.

4 OMJERNI FAKTORI

4 RATIO FACTORS

Osim efektivne i srednje vrijednosti, valni se oblici još karakteriziraju s tri omjerna faktora:

In addition to the effective and mean values, waveforms are also characterized by three ratio factors:

tjemeni faktor / peak factor: $k_t = \frac{I_m}{I} = \frac{\text{tjemena vrijednost / peak value}}{\text{efektivna vrijednost / effective value}} \quad (34)$

faktor oblika / form factor: $k_o = \frac{I}{I_{sr}} = \frac{\text{efektivna vrijednost / effective value}}{\text{srednja vrijednost / mean value}} \quad (35)$

faktor distorzije/ distortion factor: $k_d = \frac{I(1)}{I} = \frac{I(1)}{\sqrt{I^2(0) + \sum_{n=1}^{\infty} I^2(n)}} \quad (36)$

Tjemeni faktor karakterizira izobličenje u odnosu na sinusni oblik [3] i [5]. Za sinusni valni oblik $k_t = \sqrt[4]{2} = 1,414$. Faktor oblika služi za računanje efektivne vrijednosti kod instrumenata sa srednjim odklonom ($I = k_o \cdot I_{st}$) [6]. Za sinusni oblik taj faktor iznosi $k_o = \frac{\pi}{2\sqrt[4]{2}} = 1,11$. Svaki valni oblik ima svoj faktor.

U elektroakustici se definira tzv. klir-faktor:

$$k_r = \frac{\sqrt{I^2(2) + I^2(3) + \dots + I^2(n)}}{I(1)} \quad (37)$$

Da bi se odredili faktori k_d i k_r , potrebno je znati amplitude harmonika. Danas postoje elektronički spektralni analizatori pomoću kojih se mjerenjem vrijednosti harmonika lako određuju ta dva faktora.

5 ZAKLJUČAK

Pokazano je da je nužno znati kako se računaju srednje i efektivne vrijednosti tipičnih valnih oblika, koji mogu biti poslagani u niz i zbrojeni s istosmjernom veličinom. Tada se srednja i efektivna vrijednost takvih kombinacija može jednostavno izračunati bez integrala. Takav način računanja pomaže inženjerima da na lak način dođu do rezultata. Računanje srednje i efektivne vrijednosti raznih valnih oblika omogućuje računanje tjemelog faktora i faktora oblika te faktora distorzije nužnih kod nekih mjerenja.

The peak factor is characterized by a distortion in relation to a sine form [3] and [5]. For a sine waveform $k_t = \sqrt[4]{2} = 1,414$. The form factor serves for calculating the effective value with instruments having a mean inclination ($I = k_o \cdot I_{st}$) [6]. For a sine form that factor is $k_o = \frac{\pi}{2\sqrt[4]{2}} = 1,11$. Every waveform has its factor.

In electroacoustics the so-called clear factor is defined:

For determining the factors k_d and k_r , the amplitudes of harmonics ought to be known. Today there are electronic spectral analyzers by means of which these two factors can be easily determined.

5 CONCLUSION

It has been shown that it is necessary to know how to calculate the mean and effective values of typical waveforms which can be arranged in a series and summed up with a DC value. Then the mean and effective value of such combinations can be easily calculated without integrals. This calculation method will help engineers to easily arrive at the results they need. The calculation of the mean and effective value of various waveforms helps to calculate the peak and form factor and the distortion factor required in some measurements.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] LONČAR, J., Osnove elektrotehnike 2, Tehnička knjiga, Zagreb, 1958.
- [2] PINTER, V., Osnove elektrotehnike 2, Tehnička knjiga, Zagreb, 1975.
- [3] KUZMANOVIĆ, B., Osnove elektrotehnike 2, Element, Zagreb, 2005.
- [4] PAGE, W.D., SEELY, L., General Network Analysis, McGraw-Hill Book Company Inc., New York, 1952
- [5] CLEMENT, P.B., JONHSON, W.C., Electrical and Engineering Science, McGraw-Hill Book Company Inc., New York, 1960
- [6] GENTRY, E., et al., Semiconductor Controlled Rectifiers, Pretince-Hall, 1964

Uredništvo primilo rukopis:
2007-05-16

Prihvaćeno:
2007-05-28

Manuscript received on:
2007-05-16

Accepted on:
2007-05-28

UPUTE AUTORIMA

UPUTSTVO ZA RUKOPIS

1. Časopis Energija objavljuje članke koji do sada nisu objavljeni u nekom drugom časopisu.
2. Radovi se pišu na hrvatskom ili engleskom jeziku, u trećem licu, na jednoj stranici papira, počinju s uvodom i završavaju sa zaključkom, u dvostrukom proredu i s dostatnim marginama. Stranice se označavaju uzastopnim brojevima.
3. Radovi u pravilu ne mogu biti dulji od 14 stranica časopisa Energija (oko 9000 riječi).
4. Ime i prezime autora, znanstvena ili stručna titula, naziv i adresa tvrtke u kojoj autor radi i e-mail adresa navode se odvojeno.
5. Iznad teksta samoga rada treba biti sažetak od najviše 250 riječi. Sažetak treba biti zaokružena cjelina razumljiva prosječnom čitatelju izvan konteksta samoga rada. Nakon sažetka navode se ključne riječi.
6. Članci se pišu u Word-u sa slikama u tekstu ili u posebnim file-ovima u tiff formatu, 1:1, rezolucije namanje 300 dpi.
7. Članci se pišu bez bilješki na dnu stranice.
8. Matematički izrazi, grčka slova i drugi znakovi trebaju biti jasno napisani s dostatnim razmacima.
9. Literatura koja se koristi u tekstu navodi se u uglatoj zagradi pod brojem pod kojim je navedena na kraju članka. Korištena literatura navodi se na kraju članka redom kojim je spomenuta u članku. Ako rad na koji se upućuje ima tri ili više autora, navodi se prvi autor i potom et al. Nazivi časopisa se navode u neskrćenom obliku.

Časopis

[1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., *The sausage machine: A new two-stage parsing model. Cognition*, 6 (1978), 291–325

Knjiga

[5] NAGAO, M., *Knowledge and Inference. Academic Press, Boston, 1988*

Referat

[7] WATROUS, R. L., SHASTRI, L., *Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition. Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA*

Neobjavljeno izvješće/teze

[10] ROZENBLIT, J. W., *A conceptual basis for model-based system design. PhD Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985*

10. Članak je prihvaćen za objavljivanje ako ga pozitivno ocijene dva stručna recenzenta. U postupku recenzije članci se kategoriziraju na sljedeći način:
 - izvorni znanstveni članci – radovi koji sadrže do sada još neobjavljene rezultate izvornih istraživanja u potpunom obliku,
 - prethodna priopćenja – radovi koji sadrže do sada još neobjavljene rezultate izvornih istraživanja u preliminarnom obliku,
 - pregledni članci – radovi koji sadrže izvoran, sažet i kritički prikaz jednog područja ili njegova dijela u kojem autor i sam aktivno sudjeluje – mora biti naglašena uloga autorovog izvornog doprinosa u tom području u odnosu na već objavljene radove, kao i pregled tih radova,
 - stručni članci – radovi koji sadrže korisne priloge iz struke i za struku, a ne moraju predstavljati izvorna istraživanja.
11. Članci se lektoriraju i provodi se metrološka recenzija.
12. Članci se dostavljaju u elektroničkom obliku i 1 primjerak u tiskanom obliku na adresu:
HEP d.d. - Energija
N/r tajnika Uredivačkog odbora – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Tel.: +385 (1) 632 2641
Faks: +385 (1) 617 0438
e-mail: slavica.barta@hep.hr

KOREKTURA I AUTORSKI PRIMJERC I

1. Autori su dužni izvršiti korekturu svoga rada prije objavljivanja. Veće promjene teksta u toj fazi neće se prihvatiti.
2. Autori dobivaju besplatno 5 primjeraka časopisa u kojemu je objavljen njihov članak. Naknada za objavljeni članak obračunava se prema Odluci o visini autorskih honorara časopisa Energija.

AUTORSKO PRAVO

1. Autorsko pravo na sve objavljene materijale ima časopis Energija.
2. Autori moraju telefaksom dostaviti popunjeni obrazac o autorskom pravu nakon prihvaćanja članka.
3. Autori koji žele koristiti materijale koji su prethodno objavljeni u časopisu Energija trebaju se obratiti izdavaču.

MANUSCRIPTS

1. Energija journal publishes articles never before published in another periodical.
2. Articles are written in Croatian or English, in the third person, on one paper side, beginning with an introduction and ending with a conclusion, with double line spacing and adequate margins. Pages are numbered consecutively.
3. As a rule articles cannot exceed 14 pages of the Energija journal (about 9000 words).
4. The name of the author and his/her academic title, the name and address of the company of the author's employment, and e-mail address, are noted separately.
5. The text of the article is preceded by a summary of max. 250 words. The summary is a rounded off whole comprehensible to an average reader apart from the context of the article. The summary is followed by the listing of the key words.
6. Articles are written in MS Word with pictures embedded or as separate TIFF files, 1:1, min. 300 dpi.
7. Articles are written without bottom-of-page footnotes.
8. Mathematical expressions, Greek letters and other symbols must be clearly written with sufficient spacing.
9. The sources mentioned in the text of the article are only to be referenced by the number under which it is listed at the end of the article. References are listed at the end of the article in the order in which they are mentioned in the text of the article. If a work referenced has three or more authors, the first author is mentioned followed by the indication et al. Names of journals are given in full.

Journal

[1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., *The sausage machine: A new two-stage parsing model. Cognition*, 6 (1978), 291–325

Book

[5] NAGAO, M., *Knowledge and Inference. Academic Press, Boston, 1988*

Conference paper

[7] WATROUS, R. L., SHASTRI, L., *Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition. Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA*

Unpublished report/theses

[10] ROZENBLIT, J. W., *A conceptual basis for model-based system design. PhD Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985*

10. An article will be accepted for publication if it is positively evaluated by two professional reviewers. In the review, articles are categorised as follows:
 - original scientific articles – works containing hitherto unpublished full results of original research,
 - preliminary information – works containing hitherto unpublished preliminary results of original research,
 - review articles – works containing the original, summarized and critical review from the field or from a part of the field in which the author of the article is himself/herself involved – the role of the author's original contribution to the field must be noted with regard to already published works, and an overview of such works provided,
 - professional articles – works containing useful contributions from the profession and for the profession, not necessarily derived from original research.
11. Articles will undergo language editing and metrological reviews.
12. Articles are to be submitted in a machine-readable form plus one printout to the following address:
HEP d.d. - Energija
N/r tajnika Uređivačkog odbora – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia
Tel.: +385 (1) 632 2641
Fax: +385 (1) 617 0438
e-mail: slavica.barta@hep.hr

CORRECTIONS AND FREE COPIES FOR AUTHORS

1. Authors are required to make the corrections in their works prior to publication. Major alterations of the text at the stage of publication will not be accepted.
2. Authors will receive free of charge 5 copies of the Journal in which their respective articles appear. The fee for an article published will be calculated in accordance with the Decision on the Fees for the Authors of the Energija journal.

COPYRIGHT

1. The copyright on all the materials published belongs to the Energija journal.
2. Authors must fax in a filled out copyright form when their articles have been accepted.
3. Authors wishing to use the materials published in the Energija journal need to contact the publisher.

INSTRUCTIONS TO AUTHORS

HRVATSKO ENERGETSKO DRUŠTVO ZAKLADA "HRVOJE POŽAR"

Glavni odbor Zaklade "Hrvoje Požar" objavljuje odluke o dobitnicima nagrade "Hrvoje Požar" za 2007. godinu

Temeljem objavljenog natječaja i postupka propisanog Poslovnikom o dodjeli godišnje nagrade "Hrvoje Požar", te Poslovnika o stipendiranju mladih energetičara, Glavni odbor je odlučio da su dobitnici:

- A) za stručni i znanstveni doprinos razvitku energetike:**
Prof. dr. sc. Ivan Zulim,
Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split
- B) za realizirani projekt racionalnog gospodarenja energijom:**
Programi uštede i racionalizacije potrošnje električne energije,
ISTRATURIST Umag d.d.
- C) za popularizaciju energetike:**
Udruga DOOR- Društvo za oblikovanje održivog razvoja, Zagreb.
- D) za izvrstan uspjeh u studiju energetskog usmjerenja:**
- Darjan Bošnjak,**
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - Andrijana Čolak,**
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - Boris Majcen,**
Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb
 - Hrvoje Pandžić,**
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - Ivan Rajšl,**
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
- E) za posebno zapažen diplomski rad iz područja energetike:**
- Jerko Bogavčić, dipl.ing.,**
Fakultet kemijskog inženjerstva i tehnologije, Zagreb
 - Krešimir Fekete, dipl.ing.,**
Elektrotehnički fakultet, Osijek
 - Slavica Robić, dipl.ing.,**
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
- F) stipendije za stručni dio studija:**
- Matea Jeličić,**
Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb
 - Marin Matijaš,**
Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb

Nagrade su dodijeljene 5. srpnja 2007. g. u Hrvatskoj akademiji znanosti i umjetnosti u Zagrebu.

CROATIAN ENERGY ASSOCIATION FOUNDATION "HRVOJE POŽAR"

Managing Board of the Foundation "Hrvoje Požar" announces its decision on awarding the prizes "Hrvoje Požar" in 2007

On the basis of the public contest and procedure set out in the Rules for awarding the annual prizes "Hrvoje Požar" and Protocol on grants for junior energy experts, the Managing Board is pleased to announce its decision on awarding the prizes to the following candidates:

- A) Prize honouring professional and scientific contributions to development of energy science:**
Prof. Ivan Zulim Sc.D.,
Faculty of Electrical Engineering, Mechanical Engineering and Naval Architecture, Split
- B) Prize honouring the accomplished project for rational energy use:**
Program for Saving and Rational Consumption of Electricity,
ISTRATURIST Company, Umag
- C) Prize honouring popularization of energy issues:**
DOOR – Society for Sustainable Development Design, Zagreb.
- D) Prize honouring excellent success in studying energy science:**
- Darjan Bošnjak,**
Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb
 - Andrijana Čolak,**
Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb
 - Boris Majcen,**
Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, Zagreb
 - Hrvoje Pandžić,**
Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb
 - Ivan Rajšl,**
Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb
- E) Prize honouring outstanding degree essays in the field of energy:**
- Jerko Bogavčić, B.S. Eng,**
Faculty of Chemical Engineering and Technology, Zagreb
 - Krešimir Fekete, B.S. Eng,**
Faculty of Electrical Engineering, Osijek
 - Slavica Robić, B.S. Eng,**
Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb
- F) Grants for the expert studies:**
- Matea Jeličić,**
Faculty of Mining, Geology and Oil Studies, Zagreb
 - Marin Matijaš,**
Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb

Prizes were awarded on 5th July 2007 in the Croatian Academy of Sciences and Arts in Zagreb.

Institut za elektroprivredu i energetiku d.d.

Energy Institute

**Središnja stručna, znanstvena i istraživačka
institucija u području elektroenergetike**

**The central Croatian scientific and research
institution in the field of electroenergetics**

Djelatnost

- Analize i planiranje razvoja elektroenergetskog sustava u cjelini
- Planiranje i razvoj prijenosne i distributivne mreže
- Priprema i praćenje izgradnje elektroenergetskih i hidrotehničkih objekata, konvencionalnih, alternativnih i obnovljivih izvora energije
- Stručni konzalting u području elektroenergetike i ekonomike
- Osiguranje i kontrola kvalitete te nadzor nad izvođenjem elektroenergetskih objekata
- Implementacija novih tehnologija
- Eksperimentalna istraživanja i ekspertna mjerenja u tehnicima visokog napona
- Laboratorijska ispitivanja u sustavu nadzora kakvoće proizvoda
- Izrada studija utjecaja na okoliš, studija opravdanosti i izvodljivosti izgradnje elektroenergetskih i hidrotehničkih objekata
- Savjetovanje u zakonskoj regulativi

Povijest

Osnovan 1953. godine i jedna je od najstarijih znanstvenih i visokostručnih institucija u području elektroenergetike, primijenjene elektrotehnike i pridruženih znanstvenih disciplina.

Dostignuća

Uspješan u poslovanju i prepoznatljiv u brandu već više od pola stoljeća postojanja i djelovanja, s brojnim referencama u Republici Hrvatskoj i susjednim zemljama.

Razvoj

Kvalitetom usluga i rješenja nastoji biti lider, a svoju budućnost gradi na zajedničkom zadovoljstvu korisnika usluga, zaposlenika i cijele zajednice.

Activity

- Analysis and planning of the development of the electrical power system as a whole
- Planning and development of the transmission and distribution networks
- Preparation and monitoring of the building of electrical energy and hydrotechnical facilities; conventional, alternative and renewable energy sources
- Professional consulting in the field of electroenergetics and economics
- Quality assurance and control, with supervision over the construction of electrical energy facilities
- Implementation of new technologies
- Experimental research and high-voltage measurement
- Laboratory testing within the product quality control system
- Preparation of environmental impact and feasibility studies for the construction of electrical energy and hydrotechnical facilities
- Legal consultation

History

The Energy Institute was founded in the year 1953 and is one of the oldest scientific institutions in the areas of electroenergetics, applied electrical engineering and associated scientific disciplines.

Achievements

The Energy Institute has enjoyed successful operations and recognition for over half a century, with numerous references in the Republic of Croatia and neighboring countries.

Development

Through quality services and solutions, the Energy Institute strives to lead and build its future on the mutual satisfaction of clients, employees and the society as a whole.



HRN EN ISO 9001



HRN EN ISO/IEC 17025

