

ENERGIA

**JOURNAL
OF ENERGY**

ENERGIJA

IZDAVAČ

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

SUIZDAVAČI

Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva
Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva

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. Igor Dekanić, Zagreb — prof. dr. sc. Danilo Feretić, Zagreb — mr. sc. Nikica Grubišić, Zagreb — prof. dr. sc. Slavko Krajcar, Zagreb — doc. dr. sc. Željko Tomšić, Zagreb — doc. dr. sc. Mladen Zeljko, Zagreb

UREĐIVAČKI ODBOR

Glavni urednik — Mr. sc. Goran Slipac, Zagreb
Glavni tajnik — Mr. sc. Slavica Barta-Koštrun, Zagreb
Lektor — Simun 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
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Telefoni: +385 (1) 6171291 i 6322641
Telefaks: +385 (1) 6322143
e-mail: goran.slipac@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 57(2008)
Zagreb, 2008
Broj 1., str. 1-118

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

ENERGIJA

PUBLISHED BY

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

CO-PUBLISHED BY

University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing
Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship

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 Igor Dekanić, PhD, Zagreb — Prof Danilo Feretić, PhD, Zagreb — Nikica Grubišić, MSc, Zagreb — Prof Slavko Krajcar, PhD, Zagreb — Assistant Prof Željko Tomšić, PhD, Zagreb — Assistant Prof Mladen Zeljko, PhD, Zagreb

EDITORIAL BOARD

Editor-in-chief — Goran Slipac, MSc, Zagreb
Secretary — Slavica Barta-Koštrun, MSc, Zagreb
Language Editor — Simun 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
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Telephone: +385 (1) 6171291 i 6322641
Fax: +385 (1) 6322143
e-mail: goran.slipac@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 fyro account whit Zagrebačka Banka:
2360000-1400129978

Annual subscription fee for the overseas: USD 95.
Number of foreign currency account whit 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 57(2008)
Zagreb, 2008
No. 1., p. p. 1-118

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

SADRŽAJ

Jelavić, B., Zeljko, M.
ENERGETSKA BUDUĆNOST KROZ STUDIJE WAC-A
(pregledni članak)

Klepa, M., Mikuličić, V., Šimić, Z.
MODEL CRPNO-AKUMULACIJSKE (REVERZIBILNE)
HIDROELEKTRANE U MODELU POUZDANOSTI I
RASPOLOŽIVOSTI ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA
(izvorni znanstveni članak)

Krajcar, S., Miloš Sprčić, D., Sprčić, P.
UTJECAJ TEORIJA O UPRAVLJANJU RIZICIMA NA UPOTREBU
IZVEDENICA U ELEKTROENERGETSKOJ INDUSTRIJI
(izvorni znanstveni članak)

Wagmann, L., Žutobradić, S., Puharić, M.
PRORAČUNA MTU SIGNALA U 110 KV MREŽI
(prethodno priopćenje)

Časopis je ubilježen u Ministarstvu znanosti, obrazovanja i športa pod brojem 161 od 12.11.1992.

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

CONTENTS

Jelavić, B., Zeljko, M.
WEC STUDIES ON ENERGY FUTURE
(review article)

Klepa, M., Mikuličić, V., Šimić, Z.
THE PUMPED-STORAGE HYDRO POWER PLANT MODEL
WITHIN IN THE POWER SYSTEM RELIABILITY AND AVAIL-
ABILITY MODEL
(original scientific article)

Krajcar, S., Miloš Sprčić, D., Sprčić, P.
THE INFLUENCE OF RISK MANAGEMENT THEORIES ON THE
USE OF DERIVATIVES IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY
(original scientific article)

Wagmann, L., Žutobradić, S., Puharić, M.
A METHOD FOR CALCULATING THE RIPPLE CONTROL SIGNAL
IN A 110 KV NETWORK
(preliminary information)

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

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

01/08

001-037

038-063

064-087

088-115



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 širokog 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 elektroenergetskog 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 iskusnim 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 Energy 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 Energy 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 East 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,

pred sobom imate prvi broj časopisa Energija u 2008. godini čime ulazimo u 57. godinu postojanja časopisa Energija i treću godinu kao međunarodnog časopisa. Nema sumnje kako časopis Energija zauzima važnu ulogu u aktualnom kontekstu općih energetske događanja.

Časopis Energija zamišljen je kao mjesto na kojemu se mogu promovirati razmišljanja, spoznaje, stavove i ideje na temama vezanim ne samo uz globalne energetske probleme nego i uz regionalnu i lokalnu energetske problematiku zemalja u okruženju a napose zemalja jugoistočne Europe. Različiti su aspekti energetskega sektora, od energetske, ekonomske, ekološke pa sve do organizacijske i geopolitičke problema a napose je zanimljiv njihov međusobni utjecaj. S obzirom da je časopis Energija vrlo uspješan spoj znanosti i struke, pozivamo autore iz Hrvatske i susjednih zemalja da iskoriste časopis za rješavanje energetske problematike odnosno tema od zajedničkog interesa.

U ovom broju časopisa Energija, objavljujemo članke koji su na određeni način vezani uz globalni energetske te elektroenergetski sektor a isto tako i članke iz pojedinih specijalističkih područja elektrotehnike:

- Energetska budućnost kroz studije WEC-a,
- Model crpno-akumulacijske (reverzibilne) hidroelektrane u modelu pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetskog sustava,
- Utjecaj teorija o upravljanju rizicima na upotrebu izvedenica u elektroenergetskoj industriji,
- Proračun MTU signala u 110 kV mreži.

U prvom članku prikazani su rezultati studija koje su u zadnje tri godine izrađene u koordinaciji ili pod pokroviteljstvom WEC-a (Svjetskog energetskega kongresa). U članku se daje prikaz procjena potreba za energijom u svijetu u horizontu do 2050. godine i to u četiri osnovna scenarija za svaku regiju posebno (Afrika, Azija, Europa, Latinska Amerika i Karibi i Sjeverna Amerika). Isto tako daje se dinamika globalnih energetskega tržišta za ključne energente uz konstataciju kako je moguće zadovoljiti buduću svjetsku energetskega potrošnju i sačuvati okoliš te način života. U članku se nadalje daje komentar na klimatske promjene, ranjivost energetskega sustava a raspravlja se i o pitanju budućnosti nuklearne energije.

Dear Readers,

You have before you the first issue of Energija for the year 2008, marking its 57th year of existence and its third year as an international journal. The journal Energija has undoubtedly assumed an important role in the current context of general energetics.

The journal Energija has been conceived as a forum where it is possible to promote discussion, knowledge, positions and ideas regarding topics connected not only with global energy problems but also the regional and local energy problems of the surrounding countries, particularly the countries of South Eastern Europe. There are various aspects of the energy sector, including economic, ecologic, organizational and geopolitical problems, the interactions of which are of particular interest. Since the journal Energija is a very successful blend of science and industry, we invite authors from Croatia and the neighboring countries to use the journal for resolving energy problems, i.e. topics of common interest.

In this issue of the journal Energija, we present articles that are connected with global energetics and the electric power sector, together with articles from individual specialized areas of electrical engineering:

- WEC Studies on Energy Future,
- The Pumped-Storage Hydro Power Plant Model within the Power System Reliability and Availability Model,
- The Influence of Risk Management Theories on the Use of Derivatives in the Electric Power Industry,
- A Method for Calculating the Ripple Control Signal in a 110 kV Network.

In the first article, the results of a study are presented that was conducted during the past three years in coordination with and under the sponsorship of the World Energy Congress (WEC). The article provides estimates of world energy requirements until the year 2050 in four basic scenarios for each separate region (Africa, Asia, Europe, Latin America and the Caribbean, and North America). The dynamics of the global energy markets for key fuels are demonstrated, as well as a scenario for meeting future energy consumption while preserving the environment and way of life. The article also provides commentary on climate changes, the vulnerability of the energy system and the future of nuclear energy.

Jedan originalan model crpno-akumulacijske odnosno reverzibilne hidroelektrane u modelu pouzdanosti elektroenergetskog sustava opisan je u drugom članku. Posebno su analizirani različiti aspekti pouzdanosti rada crpno-akumulacijske hidroelektrane kao što je rizik zbog nedostatka dotoka i zaliha vode kao i utjecaj tog rizika na rad crpno-akumulacijske hidroelektrane. Radi se o vrlo zanimljivom članku koji daje doprinos dosadašnjoj teoriji pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetkoga sustava.

Danas se praktički može ustvrditi kako stručnu javnost sve više zanimaju teme vezane uz procjene rizika bilo koje oni vrste bili kao i teme vezane uz upravljanje rizicima. O tomu svedoče brojni do sada objavljeni članci u različitim stručnim časopisima kao i u časopisu Energija. U trećem članku ovog broja daje se jedna vrlo zanimljiva analiza koja obrađuje testiranje hipoteza vezanih uz opravdanost funkcije upravljanja rizicima i njezin utjecaj na povećanje vrijednosti poduzeća koja su članovi Europskog udruženja trgovaca energijom. Posebno su zanimljivi zaključci analiza o tome kakva je veza karakteristika poduzeća i načina korištenja unaprijednica, ročnica, opcija ili zamjena kao instrumenta zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

U četvrtom članku opisuje se jedna metoda za proračun širenja MTU (ton-frekvencijsko upravljanje) signala na 110 kV razini. Naime, mrežno MTU jedna je od najrasprostranjenijih metoda za upravljanje brojilima u elektrodistribucijskoj mreži. Poseban kvalitet metodi daju i mjerenja koja su obavljena na realnoj distribucijskoj mreži i koja su predloženu metodu i potvrdila. Autori su temeljem izložene metode i frekvencijski ovisnog modela mreže napravili i dodatni modul u programskom paketu NetHarmo v.5.0.

Članke u ovom broju časopisa Energija potpisuje dvanaest autora iz sveučilišne zajednice ali i iz prakse što je, sasvim sigurno, rezultiralo i kvalitetnim člancima pa se nadam kako će Vam ovi članci biti vrlo zanimljivi.

Glavni urednik
Mr. sc. Goran Slipac

An original pumped-storage hydro power plant model within a power system reliability and availability model is described in the second article. Various aspects of the reliability of the operation of a pumped-storage hydro power plant are analyzed, such as the impact of inflow deficiency and water storage risks on the operation of a pumped-storage hydro power plant. This is a highly interesting article that contributes to the theory of the reliability and availability of the energy system.

The professional public is increasingly interested in topics connected with various types of risk assessment and risk management. This is evident from the many articles that have been published in various professional journals, including the journal Energija. In the third article of this issue, a very interesting analysis is provided that tests the validity of assumptions relating the justification of the risk management function and its impact on the increase in the value of companies that are members of the European Federation of Energy Traders. Of particular interest are the conclusions regarding the characteristics of companies and their manner of using forwards, futures, options or swaps as tools to offset the risk of energy price changes.

In the fourth article, a method is described for the calculation of the propagation of the ripple control signal in a 110 kV network. Ripple control is one of the most widely used methods for the control of meters in electrical distribution networks. Measurements performed on an actual distribution network confirm the proposed method. Based upon the calculation model presented, a special module was devised for the calculation of the ripple control signal as a supplement to the software package NetHarmo v.5.0.

The articles in this issue of the journal Energija have been signed by twelve authors from academia and industry. We believe that you will find them highly interesting.

Editor-in-chief
Goran Slipac, MSc

ENERGETSKA BUDUĆNOST KROZ STUDIJE WEC-a WEC STUDIES ON ENERGY FUTURE

Branka Jelavić - Mladen Zeljko, Zagreb, Hrvatska
Brian Statham, Johannesburg, South Africa

U članku se daje pregled studija koje su u razdoblju od 2005. do 2007. godine izrađene u koordinaciji i pod pokroviteljstvom WEC-a. Studije su obradile energetske sektor u horizontu do 2050. godine. Neke od studija su globalnog karaktera, dok su neke rađene za europsku regiju. Izrađeni su scenariji porasta potrošnje energije i moguće opcije podmirivanja te potrošnje. U analizama je primjereni naglasak stavljen na problem klimatskih promjena, problem ranjivosti energetskog sustava i pitanje budućnosti nuklearne energije.

The article gives a survey of studies made over the period 2005 to 2007 in coordination with and under the sponsorship of WEC. The studies deal with the energy sector with a long-term horizon up to 2050. Some studies are global in character, others are intended for the European region. Scenarios of energy consumption growth have been prepared, including possible options for meeting energy demands. Appropriate emphasis is laid on the problems concerning climate change and vulnerability of energy systems, as well as the future of nuclear energy

Ključne riječi: klimatske promjene, konvencionalni izvori energije, nuklearna energija, obnovljivi izvori energije, potrošnja energije, scenariji razvoja, tržište energije.

Keywords: climate change, conventional energy, development scenarios, energy consumption, energy market, nuclear energy, renewable energy



1 UVOD

Svjetski energetska savjet (*World Energy Council* – WEC) okuplja stotinjak zemalja članica i samim time velik broj energetskih stručnjaka. Oni dolaze iz industrije, vlada, akademskih zajednica, sindikata, nevladinih udruga i imaju široko iskustvo u mnogim područjima energetike [1].

Ove je godine održan XX. svjetski energetska kongres u Rimu pod naslovom Energetska budućnost u međuzavisnom svijetu. Na njemu su predstavljene najvažnije studije WEC-a nastale u posljednje tri godine, odnosno između dva svjetska kongresa [2]. To su Energetska scenariji do 2050. godine, Energija i promjena klime, te Pregled energetskih izvora u 21. stoljeću. Na ovim studijama globalnog značenja radilo je nekoliko stotina stručnjaka iz cijelog svijeta. Inzistiranje na provjerenim činjenicama dio je WEC-ove misije, a posljednjih desetak godina WEC promovira sve moguće energetske opcije naglašavajući tzv. 3A održivi energetska razvitak. Radi se o sloganu: dostupnost, raspoloživost, prihvatljivost (engl. *accessibility, availability, acceptability*), a energetska razvitak kao i WEC-ove aktivnosti planiraju se regionalno (Afrika, Latinska Amerika i Karibi, Azija, Europa i Sjeverna Amerika). Tako su za Europu izrađene dvije studije. Jedna se odnosi na ranjivost europskog energetskog sustava, a druga na ulogu nuklearne energije u Europi.

Pokazatelj 3A je pokazatelj stvarne energetska situacije kako na globalnoj tako i na regionalnoj razini. Cijene energije rastu, što pomaže poboljšanju efikasnosti i privlači investicije, no istodobno više cijene najjače pogađaju najsiromašnije zemlje i narode. Stoga dostupnost energije ostaje i dalje važan prioritet na svjetskoj razini.

Što se tiče raspoloživosti, ona je specifična za pojedini energetska izvor. Smatra se da su rezerve urana dostatne za relativno dugi niz godina rada nuklearnih elektrana, što će ovisiti i o razvoju novih nuklearnih tehnologija. Zalihe prirodnog plina su značajne (Rusija, Iran, Katar i mnoge druge zemlje), no transport od proizvođača do potrošača bit će sve dulji, dakle i skuplji. Između svih energenata ugljena ima najviše, mjereno u godinama potrošnje, no pripadne CO₂ emisije morat će se uskladištiti. Proizvodnja nafte sve se više koncentrira u nekoliko regija, a uloga biogoriva postaje sve značajnija. Što se tiče hidroenergetskog potencijala, smatra se da je oko 70 %, na svjetskoj razini, još neiskorišteno, što ostavlja značajnu mogućnost za rast, kao uostalom i energija vjetra, biomase, Sunca, te geotermalna energija.

1 INTRODUCTION

The World Energy Council (WEC) brings together as many as one hundred or so member countries and thereby a large number of energy experts. They come from industry, governments, academic communities, trade unions, NGOs, and are broadly experienced in many areas of energy [1].

This year at XX World Energy Congress, Rome, entitled Energy Future in an interdependent world, the most important WEC studies over the past three years between two world congresses [2] have been presented. These are: Energy scenarios to 2050, Energy and climate change, and Survey of energy resources in the 21st century. In these on global issues several hundred experts from around the world have been engaged. Insistence on verified facts is a part of this WEC mission. Over the past ten years WEC has been promoting all kinds of energy options with focus on the so-called 3A sustainable energy development, viz. Accessibility, Availability and Acceptability, while energy development itself, just as WEC activities, are planned regionally (Africa, Latin America and the Caribbean, Asia, Europe and North America). Two studies have been prepared for Europe. One is about the vulnerability of the European energy system, the other about the role of nuclear energy in Europe.

3A is the indicator of the real energy situation at both global and regional level. Energy prices are growing, which helps to improve efficiency and attracts investments, but, at the same time, the poorest countries are worst hit by higher prices. Accessibility remains thus an important global priority.

When it comes to availability, it is resource-specific. Uranium reserves are believed to suffice for the operation of nuclear power plants for relatively many years, which will also depend on the development of new nuclear technologies. Natural gas reserves are significant (Russia, Iran, Qatar and many other countries), but transportation from producers to consumers will be longer and longer and thereby increasingly expensive. Among all energy sources coal is the most abundant fossil fuel, measured in years of consumption, but its CO₂ emissions will have to be stored. Oil production is more and more concentrated in several regions, and the role of biofuels is becoming increasingly important. Regarding the water energy potential, about 70 per cent of it at global level is believed to be unexploited, which leaves a significant growth opportunity, as it also does for wind, biomass, solar, and geothermal energy.

Unutar WEC-a se vjeruje da je moguće zadovoljiti svjetske energetske potrebe i sačuvati okoliš te način života. To je moguće učiniti samo ako budemo otvoreni za sve energetske opcije i ako se izbor energenta napravi na osnovi realnih troškova.

Razumna energetska politika je osnova ubrzanja rasta i napretka. Pri tome korištenje čistih tehnologija postaje sve značajnije, te WEC želi potaknuti rad na sljedećim temama, koje su bitne za našu energetska budućnost:

- efikasnost proizvodnje energije i energetska efikasnost krajnjih korisnika,
- mogućnosti promjena u urbanom transportu,
- održive tehnologije korištenja fosilnih goriva,
- uloga prirodnog plina u proizvodnji električne energije,
- uloga nuklearne energije,
- mogući udio obnovljivih izvora energije (umreženih i neumreženih).

No, ono što svakako treba učiniti što prije i što brže je iskoristiti potencijal energetske efikasnosti. Moguće su uštede energije od proizvodnje i prijenosa energije, pa do krajnjih potrošača u zgradama, industriji i transportu.

2 SCENARIJI ENERGETSKOG RAZVITKA DO 2050.

Rezultati ove studije pokazuju da na svijetu ima dovoljno energije za sljedećih četrdesetak godina (do 2050. godine), a ključno pitanje je kako tu energije dopremiti od mjesta proizvodnje do mjesta potrošnje [3]. Za pokrivanje potreba kućanstava do 2050. godine, potrošnja energije bit će oko dva puta veća u odnosu na 2005. godinu. Fosilna goriva će i dalje pokrivati najveći dio primarne energije. Pristup energiji značajno će se poboljšati, a klimatske promjene će se ublažiti. Najvažniji pokretač ovih promjena bit će porast cijena energije.

Vlade moraju definirati pravila trgovanja energijom i definirati stabilnu cijenu za ugljik te poticati suradnju i integraciju među regijama, a isto tako i između javnog i privatnog sektora. Upravo kroz intenzivniju suradnju, veće investicije i jasna pravila trgovanja energijom zajedno može se izgraditi održiva energetska budućnost.

U ovoj studiji prihvaćen je novi pristup scenarijima, koji nije samo statistički, nego kreće od regionalnog pogleda prema energetskej politici, koja treba osigurati održivi energetska razvitak.

Within WEC it is widely believed that it is possible to satisfy global energy needs and, at the same time, preserve the environment and our way of life. It will be possible if we are open to all energy options and if the choice for energy sources is made on the basis of real costs.

Reasonable energy policy is a basis for intensified growth and progress. In this regard, the use of clean technologies is gaining in importance, so WEC wants to promote work on the following topics which are vital for our energy future:

- energy production efficiency and energy end-use efficiency,
- possible changes in urban transport,
- sustainable fossil fuel use technologies,
- the role of natural gas in electricity production,
- the role of nuclear energy,
- potential share of renewable energy resources (networked and not networked).

But what should certainly be done as soon as possible is to exploit the potential of energy efficiency. Energy savings are possible from energy production and transmission to the end users in buildings, industry and transport.

2 ENERGY DEVELOPMENT SCENARIOS TO 2050

The results of this study show that there is enough energy around the world for the next forty years (to 2050), and the key issue is how to bring this energy from the place of production to the place of consumption [3]. For the needs of households up to 2050 energy consumption will be twice as high as in 2005. Fossil fuels will continue to account for the bulk of primary energy. Access to energy will significantly improve and climate changes will abate. The foremost driver of these changes will be rising energy prices.

Governments have to define the rules of trade in energy, ensure a stable carbon price and encourage cooperation and integration between regions as well as between the private and public sectors. It is through intensified cooperation, greater investment and clear rules of energy trade that we can together build a sustainable energy future.

In this study a new approach to scenarios is adopted, one which is not only statistical but which also moves from a regional perspective towards an energy policy that should ensure sustainable energy development.

Od 2005. do 2007. godine održano je dvadesetak radionica u različitim regijama svijeta na temu izrade ove studije. Oko 400 eksperata iz industrije, vlada, akademske zajednice, nevladinih i trgovačkih udruga iz cijelog svijeta dali su svoje kvalitativno mišljenje o tome kako politika može odgovoriti izazovima energetske budućnosti. Ova mišljenja provjerena su matematičkim modelom energetske budućnosti. Sedam specijalističkih grupa pripremila je podatke od energetskih do klimatskih, financijskih, cjenovnih itd.

2.1 Četiri osnovna scenarija

Koristeći četiri dobro poznate životinje WEC scenariji definiraju četiri moguća pristupa našoj energetske budućnosti [4]. Ta četiri scenarija predstavljaju:

- **Lav**, spretna i socijalno integrirana životinja, disciplinirana i organizirana, predstavlja jaku ulogu vlade, zajedno s uskom suradnjom i dobrom integracijom javnog i privatnog sektora, tuzemno i međunarodno,
- **Žirafa**, adaptivna i nezavisna životinja, koja vidi na daleko, opisuje tržišno vođene aktivnosti s minimalnim utjecajem vlade, ali visokim stupnjem suradnje i integracije javnog i privatnog, tuzemno i međunarodno,
- **Slon**, socijalna životinja koja živi unutar vlastite obitelji, predstavlja vladu jako angažiranu u energetske politici, s malo suradnje ili integracije javnog i privatnog,
- **Leopard**, usamljeno biće, izolirano, opisuje slabo angažiranje vlade u kreiranju energetske politike i slabu povezanost javnog i privatnog sektora.

Važno je naglasiti da regije svijeta, zbog različitog ekonomskog i socijalnog razvitka, nemaju iste prioritete energetske politike. Afrika, kao najnerazvijenija regija želi povećati dostupnost energije, dok Europa brine o prihvatljivosti energetske opcije. Za manje razvijene regije kao što su Azija, Afrika i Latinska Amerika, WEC regionalne studije pokazuju da veća suradnja i integracija nude najbolji put prema ostvarenju sva 3A. Međunarodni ugovori i zakoni neće biti dovoljni, a partnerstvo s razvijenim zemljama radi transfera tehnologije i znanja nužno je radi definiranja regionalnih energetske prioriteta.

2.1.1 Lav

Scenarij Lav s visokim stupnjem utjecaja vlade i isto tako visokim stupnjem suradnje i integracije, stvara najbolju strategiju za realizaciju 3A u svim regijama svijeta.

From 2005 to 2007 about twenty workshops have been held in different regions of the world on the topic of the present study. About 400 experts from industries, governments, academic communities, NGOs and trading associations from all over the world have given their qualitative views about how politics can respond to the challenges of the energy future. These opinions have been verified by the mathematical model for the energy sector. Seven specialised groups have prepared data ranging from energy to climate, finances, prices, etc.

2.1 Four basic scenarios

Using the metaphors of four well-known animals, the WEC Scenarios define four possible approaches to our energy future [4]. These four approaches are represented by:

- **The Lion**, a skilled, social animal, disciplined and organised, represents strong government engagement together with close cooperation and integration of the public and private sectors, domestically and internationally,
- **The Giraffe**, a highly adaptable and independent creature that sees at great distances, describes market-driven actions made with minimal government involvement but a high degree of cooperation and integration of the public and private domains,
- **The Elephant**, a social animal that lives within its own family, characterises government deeply engaged in energy policymaking, but with cooperation or integration of the public and private,
- **The Leopard**, a solitary and isolated creature, who represents energy responses with little government involvement and little cooperation and integration of the public and private sector.

It is important to note that the regions of the world, due to different patterns of economic and social development, do not have the same energy policy priorities. Africa, as the least developed region, is concerned with increasing access to energy, whereas Europe places more emphasis on energy acceptability in its policymaking. For the less developed regions, such as Asia, Africa and Latin America, WEC regional studies show that greater cooperation and integration offers the best route to achieving WEC's 3 A's. Reliance on international agreements and laws will not be enough, whereas partnership with developed countries to transfer technology and expertise will be critical to fulfilling the right balance of these energy priorities.

2.1.1 Lion

The lion scenario, with high levels of government involvement and high levels of cooperation and integration, proved broadly the best strategy for achieving WEC's 3 A's in all regions of the world.

Ovaj scenarij osigurava nastavak jakog globalnog gospodarstva smanjujući energetske intenzivnost, vodeći računa o klimatskim promjenama i poboljšavajući pristup modernim energetske izvorima i uslugama.

Afrika

Brži ekonomski rast vodi do većeg bruto domaćeg proizvoda i kako se životni standard poboljšava porast broja stanovnika se usporeva poslije 2020. godine. Povećava se financiranje i tehnološki transfer u energetske sektor, a dostupnost energije je značajno poboljšana. Institucionalno financiranje, ali i privatni sektor imaju sve značajniju ulogu u razvitku infrastrukture. Rezultat je raznolika energetska struktura, uključujući biomasu za kućanstva, biogorivo za promet i prirodni plin za kućanstva i gospodarstvo.

Azija

Veliki projekti elektroenergetskih mreža značajno povećavaju broj potrošača, a regionalna suradnja vodi do integracije i povećanja sigurnosti opskrbe. Razvijene zemlje ulažu u regionalnu energetske infrastrukturu. Najnovija tehnologija se primjenjuje zahvaljujući boljoj međunarodnoj suradnji, no robusni ekonomski rast usporava prijelaz na čiste tehnologije.

Latinska Amerika i Karibi

Populacijski rast počinje se smanjivati iza 2020. godine kako raste životni standard. Međunarodno financiranje, upravljanje i tehnologija doprinose razvitku infrastrukturnih projekata, koji omogućavaju pristup energiji. Zbog nacionalnog i međunarodnog pritiska lokalni političari stavljaju zaštitu okoliša na visoko mjesto prioriteta.

Europa

Otvaranje energetskeg tržišta međunarodnim sudionicima povećava konkurenciju i smanjuje cijene energije. Zemlje potrošači potpisuju dugoročne ugovore sa zemljama izvoznicama prirodnog plina, a što dovodi do značajnog smanjenja potrošnje ugljena.

Sjeverna Amerika

Sjeverna Amerika zalaže se za energetske razvike ostalih regija, a u vlastitoj regiji posvećuje sve veću pažnju zaštiti okoliša.

2.1.2 Žirafa

U scenariju kada vlade samo minimalno utječu na energetske sektor, uz jaku suradnju i integraciju, dolazi do oslobađanja globalnih tržišta. Slobodna trgovina roba i usluga cvate, a energetske izvori postaju sve raznolikiji. Stanovništvo se stabilizira i opada u nekim regijama.

This approach ensures a continuation of a strong global economy while tackling climate change, and improving access to modern energy sources and services.

Africa

Faster economic growth leads to higher per capita GDP, and as living standards improve, population growth rates decline after 2020. More financing and technology transfers in the energy sector are encouraged. Access to modern energy is significantly increased. Institutional financing and the private sector play a greater role in developing energy infrastructure. A more diverse energy mix is the result, with more biomass for households, more biofuels for transport, and more natural gas for domestic and commercial use.

Asia

Large electricity supply projects dramatically increase the number of consumers, while regional cooperation leads to integration, which increases reliability of the supply system. Developed countries invest in regional energy infrastructure. The latest technology is adopted, thanks to better international cooperation, although the shift to clean energy is held in check to some extent by robust economic growth.

Latin America and the Caribbean

Population growth recedes starting in 2020 as living standards rise. International financing, management and technology contribute to infrastructure projects, which increases access to energy. Under national and international pressure, local policymakers place protection of the environment high on their agenda.

Europe

Greater opening of energy markets to international players leads to more competition and lower energy prices. Consumer countries strike long-term supply agreements on natural gas with producer countries, which leads to significant reduction in coal use.

North America

North America is committed to energy development of other regions and in its own region pays greater attention to environmental protection.

2.1.2 Giraffe

With governments only minimally involved in energy sector and with strong cooperation and integration, efforts are directed at freeing up global markets. There is freer movement of goods and services and energy sources are becoming more diverse. Population stabilises and declines in some regions.

Afrika

Zahvaljujući privatnom sektoru, inovacije su brojne, a troškovi energije manji. Emisije CO₂ ostaju visoke, a raste i potrošnja ugljena i prirodnog plina. Obnovljivi izvori energije kasne, jer nema potpore za njih.

Azija

Uporaba fosilnih goriva u Aziji raste vođena snažnim ekonomskim porastom, integracijom regionalnih energetske tržišta, trgovinom, investicijama i razvojem tehnologije.

Europa

Veća suradnja rezultira željom za rješavanjem klimatskih promjena, ali učinci su ograničeni zbog nedostatka angažmana vlada. Europa ostaje zadovoljna energetske sustavom kakvog ima.

Latinska Amerika i Karibi

Vlade ne potiču investiranje u energetske infrastrukturu, što usporava ekonomski rast. Energetska intenzivnost se smanjuje sa zakašnjenjem zbog dugog transfera tehnologija, a potrošnja energije se stabilizira. Investicije privatnog sektora u energetiku rastu, ali ne nužno u skladu s tržištem.

Sjeverna Amerika

Međunarodni i regionalni forumi pritišću sjevernu Ameriku da posveti veću pažnju ekološkim učincima energetske sektora.

2.1.3 Slon

U scenariju gdje vlade imaju jaku ulogu u energetske planiranju i gdje je integracija privatnog sektora jako loša, vlade postavljaju energetske sigurnost kao najviši prioritet i dolazi do diversifikacije energenata i opskrbljivača, te dolazi do bržeg ekonomskog rasta nego u leopard scenariju, ali ne tako brzog kao u lav ili žirafa scenariju. Zbog smanjene međunarodne suradnje smanjenje emisija ostaje ograničeno.

Afrika

Vlade osiguravaju pristup energiji i domaća proizvodnja se poboljšava, iako je ograničena zbog lošeg transfera tehnologije i loše međunarodne suradnje. Smanjenje emisija ima neznatan utjecaj.

Azija

Mnoge vlade žele smanjiti korištenje fosilnih goriva i izgraditi velike elektrane naročito u Kini i Indiji. Emisije rastu, a tek krajem razdoblja planiranja počinju padati zbog efikasnijih tehnologija. Vlade promoviraju energetske sigurnost, čista goriva i obnovljive izvore energije u ruralnim sredinama.

Africa

Due to strong involvement of the private sector, innovation is enhanced and energy costs reduced. CO₂ emissions stay high, coal and natural gas use rises. Without government incentives, renewables are adopted late, because there is no support for them.

Asia

Fossil fuel use rises in Asia, buoyed by strong economic growth, also due to integration of regional energy markets, increased energy trade, investment and technology cooperation.

Europe

Greater cooperation results in more efforts to deal with the effects of climate change, but progress is limited by the lack of strong government involvement. Europe remains satisfied with its energy system as it is.

Latin America and the Caribbean

Governments do not encourage investment in energy infrastructure, which damps economic growth. Energy intensity eases later on, due to a long timescale for technology transfers to take effect, thus stabilizing energy demand. Private sector investments in energy rise, but not necessarily aligned with market needs.

North America

International and regional actors pressure North America to devote more attention to dealing with the environmental effects of energy sector.

2.1.3 Elephant

In a scenario of strong government involvement in energy planning but minimal integration by the private sector, governments make energy security a top priority by diversifying supplies and suppliers, leading to faster economic growth than under the leopard scenario, but not as fast as with lion or giraffe. Lack of international cooperation means emissions reductions remain limited.

Africa

Governments increase access to energy and domestic energy production improves, although production capacity is constrained by a lack of technology transfer and less effective international aid programmes. Low carbon policies are a low priority.

Asia

Many governments commit to reducing fossil fuels and building large power plants, especially in China and India. Emissions rise until late in the period to 2050 but then start to decline because of more efficient technology. Governments place high on the agenda long-term energy security, promoting cleaner fuels, and renewable energy in rural areas.

Europa

Vlade podržavaju velike energetske kompanije i stvaraju velike bilateralne ugovore u regiji. Ali bez veće međunarodne suradnje vlade ne mogu osigurati dugoročnu i sigurnu opskrbu.

Latinska Amerika i Karibi

Vlade diversificiraju energetske opskrbe: povećanjem broja vjetroelektrana, korištenjem solarnog grijanja, biogoriva i prirodnog plina, te kasnije ugljena i nuklearne energije. Vrlo malo se ulaže u razvoj tehnologija, a razvijene zemlje ne ulažu u tzv. mehanizam čistog razvitka, koji pomaže zemljama u razvoju da smanje emisije.

Sjeverna Amerika

Privatni sektor ne ulaže u razvitak energetske infrastrukture. Energetski sustav se ne razvija i energetska sigurnost je ugrožena. Bez suradnje, interes za smanjenje emisija gubi zamah sredinom razdoblja planiranja.

2.1.4 Leopard

U scenariju s malo utjecaja vlade i bez regionalne suradnje, zemlje su okrenute sigurnosti opskrbe. Vlade usvajaju energetske takse i poticaje. Nesigurnost vodi do usporenog gospodarskog rasta i premalo investicija u energetski sektor. Energetska intenzivnost se pogoršava u zemljama u razvoju, a u ostalim zemljama opada sporo. Potrošnja energije raste.

Afrika

Tehnološki transfer, strana ulaganja i pristup čistoj energiji su ograničeni zbog neuplitanja vlade i loše suradnje. Pristup energiji je otežan, potražnja raste, a siromaštvo se pogoršava.

Azija

Elektroenergetska mreža se sporo razvija a ekonomski razvitak pomaže regiji da zadovolji rastuću potražnju. Zbog izostanka potpore vlade niti nuklearna energija ni obnovljivi izvori energije nisu razvijeni dovoljno. Energetska sigurnost je prioritet, a malo se pažnje posvećuje klimatskim promjenama.

Europa

Energetska sigurnost je ugrožena, jer Rusija ima vlastite prioritete, a nordijsko tržište se izolira. Nacionalni šampioni se razvijaju i blokiraju pristup tržištu kompanijama koje nisu iz EU.

Latinska Amerika i Karibi

Ovaj scenarij je loš za ekonomiju, potrošače i okoliš, on vodi prema organiziranju kartela, visokih cijena energije, slabog ekonomskog rasta i nebrige za okoliš.

Europe

Governments support large energy companies and create large bilateral agreements in the region. But without greater international cooperation, governments are unable to ensure long-term and reliable energy supply.

Latin America and the Caribbean

Governments diversify energy supplies by adding more wind power, solar heating, biofuels and natural gas, and later on generating more power from coal and nuclear fuel. Very little is invested in developing technologies and industrialised countries do not invest in the Clean Development Mechanism designed to help developing countries reduce emissions.

North America

Private sector does not invest in developing energy infrastructure. The energy system does not develop. The energy system goes into decline and reliability suffers. Without cooperation, low carbon initiatives lose momentum in the middle of the planning period.

2.1.4 Leopard

In a scenario of light-handed government and little regional cooperation, countries are preoccupied with their own security of energy supply. Governments adopt energy taxes and subsidies. Uncertainty leads to slower economic growth and poor investment in the energy sector. Energy intensity worsens in the developing world, and declines less rapidly elsewhere. Energy demand continues to rise.

Africa

Technology transfer, foreign investment, and access to clean energy are limited due to low government involvement and poor cooperation. Improving access to reliable energy remains difficult, demand increases and poverty worsens.

Asia

The electricity grid is expanding at a slow pace, but economic growth helps the region to meet rising energy demand. Lacking strong government commitment, neither nuclear power nor renewable energy are developed adequately. Energy security is a high priority and little attention is paid to climate change.

Europe

Security of supply is hampered, as Russia pursues its own agenda and Nordic markets become more insular. National champions develop, blocking access to EU markets for non-EU companies.

Latin America and the Caribbean

This scenario is bad for the economy, energy consumers and the environment, leading to the formation of cartels, and neglect for the environment.

Sjeverna Amerika

Bez dobrog održavanja i razvitka energetske infrastrukture, energetska opskrba Sjeverne Amerike postaje manje pouzdana. Tomu doprinosi i loša suradnja. Čiste energetske opcije razvijaju se polako i nisu prioritet za političare.

2.2 Dinamika globalnih energetskih tržišta

Nafta

Jači utjecaj vlada pomoći će smanjenju napetosti na tržištu nafte, a što je povezano s jačom suradnjom i integracijom privatnog sektora. U slučaju jačanja privatnog sektora bez značajnog utjecaja vlada, može doći do kriznih stanja na tržištu jer veći ekonomski rast može dovesti do povećanje potražnje i viših cijena, a ne do veće raspoloživosti energenta.

U slučaju podbačaja u proizvodnji nafte na Srednjem istoku, zbog tehničkih problema ili pak lošeg planiranja razvoja naftnih polja, može doći do napetosti na energetskim tržištima cijelog svijeta.

Plin

Problemi na tržištu plina postat će sve teži u većini regija, naročito početkom 2020. godine pa do kraja razdoblja 2050. godine, jer će potražnja rasti, s obzirom da je plin sve važniji u smanjenju emisija stakleničkih plinova. Rusija postaje gospodarstvo bazirano na plinu, a što može dovesti do napetosti na europskom i azijskom tržištu. Krizna stanja na tržištu plina u sjevernoj i južnoj Americi rastu od 2020. godine, a zatim opadaju od 2035. godine, jer povećana eksploatacija plina poboljšava opskrbu.

Ugljen

Opskrba ugljenom je zadovoljavajuća za veći dio razdoblja planiranja, ali kada je potrošnja velika, napetosti rastu. Kasnije se kriza nastavlja zbog razvoja novih tehnologija (ugljen se pretvara u prometna goriva). Ako izoliranje i spremanje CO₂ postane prihvatljivo, potražnja za ugljenom će još rasti, pa će rasti i problemi na tržištu.

Nuklearna energija

Problemi će se gomilati i na nuklearnom tržištu, naročito u Aziji i Africi, jer će potražnja rasti. Realizacija će možda biti ograničena zbog sporog razvoja naprednih standardizacija na razini vlada i zabrinutosti međunarodne zajednice oko odlaganja nuklearnog otpada i proizvodnje oružja. Snažna suradnja potrebna je između vlada i industrije da bi se nuklearna energetika osnažila u zemljama u razvoju.

Obnovljivi izvori energije

Energija iz obnovljivih izvora energije imat će važan utjecaj na tržišta tijekom cijelog razdoblja ali neće biti dominantna.

North America

Without good maintenance and development of energy infrastructure, North America's energy supply becomes less reliable. This is aggravated by low cooperation. Clean energy develops slowly and is not a priority for policymakers.

2.2 Dynamics of global energy markets

Oil

Greater government engagement will help ease tension in oil markets, coupled with greater private sector cooperation and integration. The strengthening of private sector without greater government commitment may lead to crises on oil markets, as higher economic growth would lead to increased demand for energy and higher energy prices. A large drop in oil production in the Middle East due to technical constraints or lack of good planning on oil field development would also raise tensions in energy markets world-wide.

Gas

Tensions in the gas market will get worse in most regions, especially early 2020 through to the end of the planning cycle, due to higher demand, as gas becomes an important resource to help reduce global greenhouse gas emissions. Russia becomes a gas-based economy, possibly raising tensions in European and Asian markets. Gas market tension rises in the Americas from 2020, but eases from 2035 as increased gas exploration improves supply.

Coal

Coal supplies are adequate for a greater part of the planning period, but when demand is high, tensions mount. Later on, tensions mount as coal-to-liquid technology increases demand. If the capture and storage of carbon becomes feasible, demand will rise for coal and supply-demand tensions will result.

Nuclear energy

Tensions will grow in nuclear markets, especially in Asia and Africa, because demand will rise. Supplies may be limited by slow government action on advanced standardised designs and by the concerns on the part of the international community in dealing with waste disposition and weapons proliferation. Strong cooperation between international government and industry players is essential for developing a nuclear power sector in the developing world.

Renewables

Energy from renewable sources will have an important impact on markets during the time period, but will not dominate any market.

Nekonvencionalna energija

Korištenje nekonvencionalne energije pada u Aziji, Latinskoj Americi i Africi. Prvo pada u Aziji gdje je napredak već u tijeku, a kasnije u Africi zbog izostanka aktivnog pristupa vlada.

2.3 Održiva energetska budućnost

Udvostručenje opskrbe energijom do 2050. godine moguće je čistim i efikasnijim tehnologijama. Fosilna goriva ostaju i dalje dominantna, ali proizvodnja postaje efikasnija, kao i tehnologija odlaganja (utiskivanje u podmorje ili podzemlje) stakleničkih plinova.

Ako vlade i privatni sektor budu surađivali, energetska intenzivnost će padati, a energetska miks (engl. mix) postat će diverzificiraniji, povećat će se udio hidroelektrana, nuklearne energije, biogoriva, biomase i ostalih obnovljivih izvora energije.

Stvaranje sporazuma oko definiranja cijene ugljika je kritično, jer bez jake međunarodne suradnje i angažmana vlada problem emisije stakleničkih plinova neće se moći riješiti.

U WEC-u se vjeruje da je moguće zadovoljiti buduću potrošnju i stvoriti svijet niskog ugljika. Zadatak studije je bio poboljšanje tri glavna cilja WEC-a:

- dostupnost,
- raspoloživost i
- prihvatljivost energije za sve.

Ovi ciljevi postavljeni su kao mjera napretka onima koji donose odluke. Ti ciljevi su realistični, a uz političku volju vlada i industrije da surađuju na izradi potrebne energetske politike i regulative te ostvare nužne investicije, ti ciljevi su i ostvarivi.

2.3.1 Dostupnost

Danas na svijetu ima dvije milijarde ljudi bez pristupa komercijalnoj energiji i oko jedne milijarde ljudi, koji taj pristup imaju samo sporadično. Stoga su ciljevi:

- smanjiti na pola broj ljudi bez pristupa energiji do 2035. godine. WEC je definirao minimum energetske standarda kao godišnju potrošnju električne energije od 500 kWh po osobi,
- ponovno smanjiti na pola broj ljudi bez pristupa energiji do 2050. godine, dakle s milijarde na pola milijarde ljudi.

Non-conventional energy

The use of non-conventional energy decreases in Asia, Latin America and Africa – first in Asia where progress is already underway and later in Africa because of a lack of effective government engagement.

2.3 Sustainable energy future

A doubling of supplies can be achieved by 2050 with cleaner and more efficient technologies. Fossil fuels remain dominant, but production is becoming more efficient along with more efficient management of greenhouse gas emissions (land-filling).

If there is government commitment and private sector collaboration, energy intensity will continue to decrease and the energy mix will become more diverse, the share will rise of hydroelectricity, nuclear power, biofuels, biomass and other renewables.

Creating an agreement on setting the carbon price is critical, since without strong international cooperation and government involvement it will not be possible to solve the problem of greenhouse gas emissions.

WEC believes that the world can meet its requirements and create a low carbon world.

The task of the study group was to improve the three principal targets:

- accessibility,
- availability and
- acceptability for all.

These targets have been set as benchmarks for policymakers to measure progress. These targets are realistic, and provided the political will exists for government and industry to work closely together in drafting the necessary policies and regulations, and make the investments required, they can be achieved.

2.3.1 Accessibility

Given that about two billion people have no access to commercial energy and another one billion have only sporadic access, the targets are to:

- reduce by half the number of people without access to energy by 2035. WEC defines the minimum of energy standard as the annual electricity equivalent of 500 kWh per person,
- halve again the number of people without access to energy by 2050 from one billion to five hundred million.

2.3.2 Raspoloživost

S obzirom da su najveći ispadi u opskrbi bili zbog nedovoljnog investiranja u energetska infrastrukturu ili zbog problema na tržištu i političkih neslaganja, u WEC-u se vjeruje da je potrebno učiniti sljedeće:

- razviti energetske sustave koji će biti 99 % pouzdani u Europi, Sjevernoj Americi i dijelovima Azije do 2035. godine,
- razviti energetske sustave koji će biti 99 % pouzdani u većem dijelu Azije, Afrike i Latinjske Amerike do 2050. godine.

2.3.2 Prihvatljivost

S obzirom da će zabrinutost za okoliš imati veliki značaj na budućnost energetike treba učiniti sljedeće:

- značajno smanjiti udio emisija koje dolaze iz energetskog sektora do 2020. godine,
- stabilizirati emisije iz energetskog sektora do 2035. godine,
- smanjiti emisije na sadašnju razinu ili ispod nje do 2050. godine,
- odvojiti emisije od ekonomskog rasta do 2050. godine.

2.4 Preporuke

Bez obzira na scenarij WEC je definirao sedam važnih područja, koja treba poticati kako bi se povećale investicije u čistu energetska infrastrukturu i omogućio energetski napredak svim regijama. Svaka regija će morati uzeti u obzir i lokalne uvjete kada bude definirala svoju energetska politiku.

Ta područja su:

- promocija energetske efikasnosti koristeći sve moguće metode u cijelom energetskom lancu od eksploatacije do finalne potrošnje, uključujući kampanje za dizanje svijesti potrošača, financijske inicijative, standarde i regulativu,
- podizanje svijesti potrošača o tome kako sektor transporta može igrati važnu ulogu u efikasnijem korištenju energije, kroz promjene u urbanom planiranju, mjere energetske efikasnosti i razvoj tehnologije,
- definiranje svjetske cijene ugljika dovoljno visoke da motivira promjenu ponašanja i dovoljno niske da ne zaustavi ekonomski rast,
- bolja integracija energetskih tržišta regionalno i globalno za velike ekonomije u energetskom sektoru. Da bi se to postiglo nova pravila za međunarodnu trgovinu energijom trebaju riješiti kako pomiriti globalnu trgovinu i investicije s nastajanjem nacionalnih energetskih šampiona i kako smanjiti napetosti između

2.3.2 Availability

Given that most of the disruptions in delivering energy have been related to under-investment in energy transport infrastructure, or due to market failures or political disagreements, WEC believes it is necessary to achieve the following:

- develop energy systems which are 99 % reliable in Europe, North America, and parts of Asia by 2035,
- develop energy systems, which are 99 % reliable in most of Asia, Africa and Latin America by 2050.

2.3.2 Acceptability

Given that environmental concerns will have a major influence on the future shape of the global energy industry, it is necessary to do the following:

- slow the rate of energy-related emissions growth significantly by 2020,
- stabilise CO2 emissions from energy use by 2035,
- reduce emissions to current levels or below by 2050.

2.4 Recommendations

Regardless of the scenario in place, WEC has defined seven important areas that need to be addressed to achieve energy development in all regions to raise investment in clean energy infrastructure. Each region will have its own local conditions to take into consideration when drawing up energy policies.

These areas are as follows:

- promoting energy efficiency using all available methods along the entire energy chain, from exploration to final energy use, including consumer awareness campaigns, financial incentives, standards and regulations,
- raising public awareness of how the transport sector can play an important role in more efficient energy use, through changes in urban planning, energy efficiency measures, and technology development,
- setting a global price for carbon high enough to motivate behaviour changes, and prices low enough not to hamper economic growth,
- closer integration of energy markets regionally and globally for greater economies of scale in energy sector. To achieve this a new set of international trade rules for energy will address concerns over how to reconcile global energy trading and investment with the build-up of national energy champions,

zemalja proizvođača i zemalja potrošača energije,

- stvaranje novog međunarodnog okvira za transfer tehnologije iz razvijenih zemalja u zemlje u razvoju, koji poštuje intelektualno vlasništvo i pomaže zemljama razviti tehnologije primjerene vlastitim potrebama kao i razviti vlastito umijeće,
- pokretanje dijaloga o sigurnosti opskrbe, jer su zemlje i regije uvoznice energije zabrinute za svoju budućnost. Isto tako zemlje izvoznice zabrinute su za plasman energije. To bi mogli riješiti dugoročni međunarodni modeli suradnje,
- porezna politika, legalni i komercijalni okvir važan je za ograničenje investicijskog rizika i stvaranje realnih očekivanja što se tiče, kako rizika, tako i povrata investicije.

and escalating tensions between producer and consumer countries,

- creating a new international framework for technology transfer from developed to developing countries that respects intellectual property, helps countries develop technologies meeting their energy priorities, and develops local skills,
- dialogue on security of supply and demand, because energy consuming countries and regions are concerned about their future. Likewise, energy supplying countries are concerned about assured demand. That could be resolved by long-term international models of cooperation,
- taxation, legal and commercial frameworks that limit investment risk and fostering realistic expectations for risk and return.

3 ENERGIJA I PROMJENA KLIME

IPCC (Međuvladin panel o klimatskim promjenama) je nedavno potvrdio da je globalno zatopljenje neosporno dokazano. Nažalost, postojeći naponi su nedovoljni – većina zemalja s ciljevima u okviru Kyoto protokola nije na putu da ih ostvari, a mnoge zemlje i nemaju Kyoto ciljeve. Kao rezultat, emisije stakleničkih plinova i dalje rastu i prema prognozama tako će biti i u sljedećim desetljećima [5].

Problem nije nedostatak mjera, kojih postoji nekoliko tisuća, u zemljama potpisnicama Kyoto protokola i onima izvan njega, već činjenica da mjere nisu odgovarajuće s obzirom na veličinu i značaj problema. Kako dvije trećine emisija stakleničkih plinova dolazi iz energetskog sektora, hitno treba definirati mjere za njihovo smanjenje.

U ovoj studiji WEC-a detaljno su analizirane postojeće mjere i njihova uspješnost, ponovno koristeći 3A pristup.

Treba naglasiti da održivi razvitak nije samo vezan na okoliš, on treba također biti i ekonomski i socijalno prihvatljiv.

3.1 Emisija stakleničkih plinova

Kako bi mjere bile što učinkovitije treba ih usmjeriti prema pravim ciljevima u energetskom sektoru, dakle onim mjerama koje su značajne za emisije, a nisu skupe.

Održivost neće biti ostvarena ako smanjenje emisija znači usporavanje socijalnog razvitka, naročito za dvije milijarde ljudi koji nemaju nikakav pristup modernoj energiji.

3 ENERGY AND CLIMATE CHANGE

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) has recently confirmed that global warming has been definitely proved. Unfortunately, the existing efforts are inadequate – most countries committed to Kyoto targets are not on the way to reach them, while many countries do not have Kyoto targets. As a result, greenhouse gas emissions continue to rise and according to forecasts it will be very much the same in the coming decades [5].

The problem is not a lack of measures – there are several thousand of them in the Kyoto signatories and non-signatories – it is the fact that the measures are not adequate in the face of the magnitude and impact of the problem. Since two thirds of the greenhouse gas emissions come from the energy sector, defining measures for their reduction is a matter of urgency.

In this WEC study the existing measures and their success are analysed in detail by again using the 3A approach.

It should be stressed that sustainable development is not just an environmental issue, it should also be economically and socially acceptable.

3.1 Greenhouse gas emissions

For the measures to be as efficient as possible, they should be focused on the right goals in the energy sector, they should be relevant to the emissions and not expensive.

Sustainability will not be achieved, if reduced emissions lead to a slowdown in social development, especially for two billion people who have no access to modern energy service.

Analiza u studiji pokazuje kako su različiti trendovi emisija u raznim regijama i kako su različiti njihovi pokretači. Jasno je da će svaka zemlja morati razviti vlastiti odgovor za promjenu klime, nema čarobnog rješenja, koje će biti odgovor na sve postojeće probleme.

Naravno, postoje i neke zajedničke karakteristike: emisija stakleničkih plinova se povećava kako broj stanovnika raste i postaje bogatiji. No, intenzitet emisija značajno se razlikuje u raznim gospodarstvima.

Velike zemlje poput USA i Kine imaju visok stupanj emisija, no postoji cijeli niz gospodarstava na istoj razini s vrlo različitim stupnjem emisija. Francuska i Švedska imaju relativnu nisku razinu emisija u usporedbi s Njemačkom i Australijom kao vrlo sličnim zemljama. Slično, emisije Brazila su niže nego one Južne Afrike.

Analize pokazuju da te razlike nisu primarno zbog energetske intenzivnosti (potrošnja energije po jedinici izlaza) niti ukupne potrošnje energije. Najvažniji faktor je ugljikov intenzitet energije (količina proizvedenog CO₂ po jedinici utrošene energije). Zemlje s velikim hidro ili nuklearnim izvorima kao Brazil i Francuska, imaju nizak ugljikov intenzitet, za razliku od Kine i Australije, koje koriste velike količine ugljena i imaju visok ugljikov intenzitet.

Ugljikov intenzitet ovisi o energetskim izvorima pojedine zemlje, pri čemu treba naglasiti dva ključna sektora:

- transport i
- proizvodnja električne energije.

Ustvri, proizvodnja električne energije je otprilike dva puta značajnija od transporta. To je ujedno i najfleksibilniji sektor, mogu se koristiti fosilna i ne-fosilna goriva, dok je transport pretežno ovisan o nafti. Primjeri značajnih smanjenja emisija (isključujući rat ili ekonomski kolaps) pokazuju da su one bazirane na promjenama u strukturi proizvodnje električne energije. Transportni sektor je dugoročno kritičan, jer su intervencije teže. Značajno smanjenje emisija tražit će značajne tehnološke promjene ili pak promjene u transportnim navikama.

3.2 Postojeće mjere i njihova efikasnost

Nekoliko tisuća mjera uvedeno je u razvijenim zemljama, ali i u zemljama u razvoju. Izbor mjera se razlikuje, no obje grupe zemalja prednost daju energetske efikasnosti i obnovljivim izvorima energije. U razvijenim zemljama koriste se više ekonomski instrumenti, a u zemljama u razvoju direktne intervencije.

The study shows how different emission trends are in different regions and how their drivers mutually differ. It is clear that each country will have to develop its own answer to climate change. There is no magic solution as an answer to all the existing problems.

There are, of course, some common characteristics: greenhouse gas emissions increase as the population increases and becomes richer. However, emission intensity greatly differs in different economies.

Big countries like USA and China have a high-degree emission, but there is a whole lot of economies with the same degree of emissions. France and Sweden have relatively low emission levels compared with Germany and Australia as very similar countries. Similarly, Brazil's emissions are lower than those of South Africa.

Analyses show that these differences are not primarily attributable to energy intensity (power consumption per unit of output) nor to overall energy consumption. The most important factor is carbon intensity of energy (amount of CO₂ produced per unit of used energy). Countries with major hydro or nuclear potentials like Brazil and France have a low carbon intensity, unlike China and Australia which are using great quantities of coal and, as a result, have a high carbon intensity.

Carbon intensity depends on the energy sources of a country. In this regard, two key sectors must be borne in mind:

- transport and
- production of electricity.

In fact, electricity production is twice as important. At the same time, this is the most flexible sector, where fossil and non-fossil fuels can be used, whereas transport largely depends on oil. Examples of major emission reductions (including war or economic collapse) show that they are based on changes in the structure of electricity production. The transport sector is critical in the long run, because interventions here are more difficult. Significant emission reductions will require significant technological changes or changes in transport behaviour.

3.2 Existing measures and their efficiency

Thousands of measures have been introduced in industrialised countries as well as developing countries. The choice of measures differs, but both groups of countries give priority to energy efficiency and renewables. Industrialised countries prefer economic instruments, developing countries prefer direct government intervention.

Sve mjere imaju svoje dobre i loše strane, a neprepoznavanje tih činjenica često je dovelo do loših rezultata. Vjerojatno i zbog toga, vrlo malo vlada napravilo je analizu efikasnosti vlastite politike i mjera po svim kriterijima održivog razvitka. Dakle, unatoč postojanju velikog broja mjera, rezultati su razočaravajući.

WEC studija pokušala je napraviti takvu analizu, koja je prevelika i prekompleksna za ovaj članak, ali iz nje su proizašle preporuke za vlade, kada budu definirale svoje politike i mjere u ovom važnom području.

3.3 Preporuke

- porez na energente je važan ali nije savršen ponajviše radi problema s kompetitivnošću i dostupnošću, kao i dugoročne sigurnosti potrebne za promociju investicija. Porezi su naročito teška opcija za zemlje u razvoju, te stoga ne mogu biti okosnica zajedničkog globalnog rješenja. Porezi su se smanjili tijekom prošlog desetljeća, a najviše se ubiru na motorna goriva, jer imaju više utjecaja na prihod vlada nego na ponašanje potrošača, te je u stvari doprinos smanjenju emisija ograničen,
- energetska efikasnost kod krajnjeg potrošača je važna jer ona potiče napredak sva 3A cilja. Nažalost, ne zna se kako postojeći programi tome doprinose, jer nema valjane analize, a nema niti slučajja značajnog smanjenja emisija na ovaj način. Energetska efikasnost ne može dati željeno brzo smanjenje emisija, dok god vlade ne postavе programe s dobro fokusiranim ciljevima i praćenjem,
- obnovljivi izvori sigurno pomažu, ali postoji velik broj praktičnih zamjerki kao što su: visoki troškovi, raspoloživost itd., a što onda predstavlja problem naročito zemljama u razvoju. Obnovljivi izvori mogu dati doprinos smanjenju emisija, ali u praksi, osim u zemljama sa značajnim hidro (ili geotermalnim) izvorima, nije vjerojatno da će omogućiti dekarbonizaciju elektroenergetskog sektora dovoljno brzo. Utjecaj nekih obnovljivih izvora energije na okoliš, npr. biomase, je vrlo kompleksan i treba ga oprezno proučiti.
- trgovanje emisijama, teoretski je vrlo razrađeno, ali prate ga praktični problemi i za sada nema primjera koji bi govorili o tome koliko je ova mjera prikladna. Dokazana dugoročna shema je potrebna da bi trgovanje emisijama dalo očekivani rezultat, a trenutačno smo daleko od toga,
- ukidanje subvencija na fosila goriva može biti prvi korak u borbi s klimatskim promjenama. Međutim, obično su subvencije post-

All these measures have their advantages and disadvantages. Disregard for these facts has often led to undesired results. That may be the reason why very few governments have made an efficiency analysis of their own policies and measures by applying all relevant sustainable development criteria. Indeed, in spite of a great number of measures, the results are disappointing.

The WEC study has tried to make such an analysis, which, however, is too sizeable and complex for this article. But it has resulted in a number of recommendations for governments as these will define their policies and measures to address this important area.

3.3 Recommendations

- fuel tax is an important but not a perfect instrument, primarily because of its impact on competition and accessibility, as well as long-term reliability vital for investment promotion. Taxes are a particularly burdensome option for developing countries and for that reason cannot be a cornerstone of a common global solution. Taxes have fallen during the past ten years and are mostly levied on motor fuels, because they impact government revenues rather than consumer behaviour. Their real contribution to emission reduction is thus limited,
- energy end-use efficiency is important, as it facilitates progress on all 3 A's. Unfortunately, in absence of a proper analysis it is not known how the existing programmes contribute to it. Besides, there is no significant emission reduction on that account. Energy efficiency cannot yield the desired rapid emission reduction as long as governments do not launch programmes with well focused goals and monitoring,
- renewables surely help, but there are many practical objections, such as: high costs, availability, etc., which poses problems, especially to developing countries. Renewables may contribute to emission reduction, but in practice, except for countries with significant hydro (or geothermal) potentials, they are not likely to open the way to the decarbonisation of the energy sector any time soon. The environmental impact of some renewables, biomass for example, is highly complex and should be carefully studied,
- emissions trading is highly elaborated, but accompanied by practical problems, and at present there are no examples suggesting how much this measure is suitable. A proven long-term scheme is needed for emissions trading to yield expected results. For now we are far from it,
- abolition of subsidies on fossil fuels may be the first step in coping with climate change. How-

- avljene s razlogom i za mnoge zemlje u razvoju su važno i teško pitanje,
- regulativa i standardi su važni i čine dio svake politike i mjera, ali ih treba stvarati i kontrolirati pažljivije nego do sada kako bi postali zaista efikasni,
 - dobrovoljni ugovori, informacije i svijest o problemu kao i drugi slični pristupi važni su u promociji fleksibilnosti i prihvatljivosti i vrlo dobro funkcioniraju u nekim zemljama. Međutim, oni nisu dovoljni sami po sebi da bi došlo do značajnog smanjenja emisija globalno.

A ključno područje koje nije dovoljno istraženo je područje tehnologija. Mogućnosti smanjenja emisija koristeći postojeće kao i tehnologije u razvoju su goleme. Postojeće mogućnosti transfera tih tehnologija od razvijenog svijeta prema svijetu u razvoju nisu adekvatne. Više pozornosti treba posvetiti razvitku i primjeni prikladnih tehnologija, a razvijeni svijet mora preuzeti vodstvo u ovom području.

3.4 Zaključci

Vlade često ignoriraju humanu i socijalnu stranu energije i nisu uspjele svladati kompleksnost energetske sustava, tako da mjere smanjenja emisija često nisu dosegle željeni efekt.

Pri tome treba imati u vidu da:

- niti jedan energetski izvor ne može zadovoljiti svjetske potrebe uz smanjenje emisija istodobno. Stoga sve energetske opcije treba držati otvorene,
- slično, nema politike ili mjere koja može sama dati rješenje ili veći dio rješenja. Sve mjere imaju svoje prednosti i mane,
- nema jedinstvenog pristupa ili kratke liste mjera, koje vrijede svugdje. Zemlje i regije su različite, geografski, prema prirodnim izvorima, klimi i prema zrelosti (razvijenosti) sustava. Stoga svaka zemlja mora uvesti mjere koje odgovaraju njenim prilikama,
- efikasne, konzistentne i predvidljive politike vlada bit će potrebne da osiguraju dugoročno ulaganje u čišće tehnologije.
- međunarodna suradnja je osnova da bi se emisije smanjile,
- prioritetna područja koja mora obuhvatiti međunarodna strategija o promjeni klime: dekarbonizacija proizvodnje električne energije, što manji porast emisija iz transporta, razvoj prometnih alternativa bez ugljika, te novi napor na razvoju tehnologija i njihove primjene.

- ever, subsidies are usually introduced with a reason and for many developing countries are an important and difficult issue,
- regulations and standards are important and are a part of any policies and measures, but they should be drawn up and controlled with more care than has been the case so far in order to make them truly efficient,
 - voluntary contracts, information, problem awareness and other similar approaches are important in the promotion of flexibility and acceptability and function very well in some countries. However, they alone cannot bring about any major emission reduction globally.

A key area not sufficiently explored is technology. Potentials for emission reduction by using the existing and developing technologies are vast. The existing channels for the transfer of these technologies from the developed to the developing world are inadequate. More attention should be paid to the development and application of suitable technologies and the developed world should take the lead in this field.

3.4 Conclusions

Governments often ignore the human and social side of energy and have not managed to master the complexities of energy systems, so that the emission reduction measures often have not produced the desired effect.

In this regard the following should be kept in mind:

- no single energy source can meet global needs with emission reduction simultaneously. Hence all options should be kept open,
- likewise, there is no policy or measure which alone can provide a solution or a greater part of the solution. All the measures have their advantages and disadvantages,
- there is no single approach or a shortlist of universally valid measures. Countries and regions differ in terms of geography, natural resources, climate and system maturity. That is why each country is supposed to introduce measures suited to its specific conditions,
- efficient, consistent and predictable government policies will be required to ensure long-term investment in cleaner technologies,
- international cooperation is a basis for emissions reduction,
- priority areas to be tackled by the international climate change strategy: decarbonisation of electricity generation, minimum increase in transport emissions, development of carbon-free transport alternatives, and a new effort in developing technologies and their application.

3.5 Put u budućnost niskog ugljika

Desetljeća će biti potrebna, čak i uz primjenu najefikasnijih mjera i tehnologija, da se postignu značajne redukcije CO₂, najviše zbog visokih troškova i vremena potrebnog za zamjenu postojeće i izgradnju nove infrastrukture. Prema IEA, sljedećih 25 godina trebat će godišnje 800 milijardi američkih dolara kako bi se zadovoljile svjetske energetske potrebe. Da bi ta investicija bila povoljna i s aspekta klimatskih promjena, još je veći izazov, no realizacija je moguća i to kroz tri faze:

3.5.1 Faza I: Vjerodostojni ciljevi i sporiji rast emisija do 2015.

Ova faza će početi kada se postigne globalni dogovor oko smanjenja stakleničkih plinova, naročito CO₂. Nakon toga, napredak će ovisiti o povećanju efikasnosti i smanjenju intenziteta ugljika kod proizvodnje i potrošnje energije, naročito u sektoru električne energije. Mjere mogu uključivati dugoročne olakšice poreza na ugljik s naglaskom na promociju takvih investicija, potporu za proizvodnju električne energije tehnologijom niskog ugljika, jačanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije i inteligentnih sustava isporuke električne energije, te uvođenje tehnologija čistog ugljena naročito u Kini i Indiji.

U transportnom sektoru, treba obuzdati rast emisija kombinacijom mjera: tehničkih, kroz efikasnost vozila, hibridna vozila i biogoriva, te ne-tehničkih, kroz promjenu ponašanja u prometu, poreznu politiku, regulaciju i sl.

Isto tako važno je postići značajno veća ulaganja u tehnološki razvitak i njegovu primjenu. To je ujedno osnova za drugu fazu.

3.5.2 Faza II: Stabilizacija emisija do 2030.

U ovoj fazi treba iskoristiti prednosti novih energetskih infrastruktura i tehnološkog napretka, na području naprednih nuklearnih elektrana i tehnologija spremanja ugljika, koje trebaju omogućiti korištenje fosilnog goriva uz nultu emisiju.

Druge važne tehnologije za smanjenje emisija su napredne solarne termalne tehnologije, ugradbene solarne ćelije i mikro kogeneracija. Nadalje očekuje se napredak u tehnologiji građenja tako da bi zgrade od potrošača mogle postati proizvođači energije. Hibridna vozila, kao i druge slične opcije, uključujući i biogoriva, koja nisu u sukobu s proizvodnjom hrane, mogu značajno doprinijeti smanjenju emisija.

3.5 Route to a low-carbon future

Decades will be needed, even with application of the most efficient measures and technologies, to achieve significant CO₂ reductions, mostly due to high costs and the time required to replace existing and build new infrastructure. According to IEA, in the next 25 years USD 800 billion a year will be needed to meet all global energy requirements. Making this investment favourable even from the point of view of climate change is even a greater challenge, but it is possible to achieve through three phases.

3.5.1 Phase I: Credible goals and slower emissions growth to 2015

This phase will start once a global consensus has been reached on the reduction of greenhouse gases, especially CO₂. After that progress will depend on improved efficiency and reduced carbon intensity in energy production and consumption, especially in the electricity sector. The measures may include long-term carbon tax relief with emphasis on the promotion of respective investments, support to low-carbon electricity generation technology, intensification of power generation from renewable energy sources and smart electricity supply systems, and the introduction of clean-coal technologies, especially in China and India.

In the transport sector, emissions growth should be curbed through a combination of measures: technical through vehicle efficiency, hybrid vehicles and biofuels, and non-technical through a changed traffic behaviour, tax policies, regulations, etc.

Likewise, it is important to get more investment in technological development and its application. That is a basis for the next stage.

3.5.2 Phase II: Emissions stabilisation to 2030

In this phase advantage should be taken of new energy infrastructures and technological advancements in the field of nuclear power plants and carbon capture and storage technologies, which will allow zero emission fossil fuel power generation.

Other important emission reduction technologies include advanced solar thermal technologies, solar cells and micro-cogeneration. Furthermore, progress is expected in construction technologies aimed to make energy producers out of consumer buildings. Hybrid vehicles along with related options, including biofuels which will not conflict food production, may significantly contribute to emission reduction.

3.5.3 Faza III: Održivo smanjenje emisija

Kombinacija čistih energetske izvora i napredna proizvodnja električne energije kao i transporta omogućit će daljnje smanjenje emisija, ali i održivi ekonomski rast na cijelom svijetu. S vremenom tehnologije nulte emisije CO₂ zajedno s naprednim energetske skladištima dovest će do nastajanja post-ugljikova razdoblja. Nuklearna fuzija i razdoblje elektro-vodikove energetike možda će već biti stvarnost, no to sve ovisi o ulaganjima u razvoj i brzom transferu u primjenu.

Svi ovi napori su nužni, ako želimo emisije do 2050. godine vratiti ili čak smanjiti u odnosu na današnje. Radi se o mjerama koje su kratkoročno skupe, no dugoročno ostvaruju dobrobit. U WEC-u se vjeruje da je energetske sektor u mogućnosti dati pozitivan doprinos održivoj budućnosti.

3.5.3 Phase III: Sustainable emission reduction

A combination of clean energy sources and advanced electricity generation, as well as transport, will lead to further emission reduction plus sustainable economic growth in all parts of the world. Gradually, zero CO₂ emission technologies together with advanced energy storage will lead to the emergence of a post-carbon era. Nuclear fusion and electro hydrogen energy may well become a reality by that time, but everything will depend on investment in development and prompt transfer into application.

All these efforts are crucial if global CO₂ emissions are to be returned to or below current levels by 2050. These measures are costly in the short run, in the long run they bring profit. WEC believes that the energy sector is able to make a positive contribution to a sustainable future.

4 RANJIVOST EUROPE I NJENOG GOSPODARSTVA U OKOLNOSTIMA NEADEKVATNE OPSKRBE ENERGIJOM

Razmatranje pitanja energetske sigurnosti zahtijeva jednoznačnu definiciju tog pojma. U ovom kontekstu energetske sigurnost je definirana kao neprekidna opskrba dovoljnim količinama energije kako bi se podmirile ukupne potrebe, uz prihvatljive cijene pojedinih oblika energije. Početna razmišljanja o problemu sigurnosti opskrbe energijom su bila povezana s fizičkom sigurnosti opskrbe. Dakako da je sigurnost opskrbe energijom povezana s fizičkim rizikom, u mjeri u kojoj je opskrba povezana s energetske infrastrukturom, od proizvodne, preko transportne pa do razdjelne. Međutim, u posljednje vrijeme je briga o sigurnosti opskrbe sve više usmjerena na gospodarstvo, odnosno na okolnosti u kojima je to gospodarstvo pogođeno poremećajima u opskrbi energijom.

Europska komisija (EC) ističe da održavanje energetske sigurnosti treba biti usmjereno na nesmetan razvoj gospodarstva, neprekidnu fizičku raspoloživost uz prihvatljive cijene, istodobno uvažavajući i provodeći brigu za okoliš. Dakle, sigurnost opskrbe nije eksplicitno izražena kroz povećanje energetske samodovoljnosti ili smanjenje energetske ovisnosti, nego je usmjerena k smanjenju rizika koji proizlaze iz energetske ovisnosti.

Osiguranje pouzdane energetske opskrbe je tradicionalno bilo shvaćano kao nešto što je u odgovornosti vlada pojedinih zemalja. Nastojeći

4 VULNERABILITY OF EUROPE AND ITS ECONOMY IN THE CONDITIONS OF INADEQUATE ENERGY SUPPLY

A discussion on the issue of energy security requires a clear definition of what energy security exactly means. In this context it is defined as steady supply of sufficient quantities of energy to cover total energy needs at acceptable prices for particular forms of energy. Initial thinking on that issue was linked to the physical security of supply. Of course, security of energy supply is linked to physical risks to an extent in which supply is linked to energy infrastructure, from production through transport to distribution infrastructure. However, recent concerns about secure energy supply are increasingly focused on the economy, or the circumstances in which the economy is affected by disruptions in energy supply.

The European Commission (EC) points out that the maintenance of energy security must be focused on unimpeded economic development and continuous physical availability at acceptable prices, with concurrent care for the environment. Therefore, supply security is not explicitly expressed in terms of energy self-sufficiency or reduced energy dependency, it is rather focused on efforts to reduce risks resulting from energy dependency.

Reliable energy supply was by tradition understood as something within the responsibility of governments. In order to reduce the risk of energy supply interruption, governments used to take various intervening measures, ranging from subsidies to energy producers and consumers based

smanjiti rizik od prekida opskrbe energijom, vlade su u prošlosti poduzimale razne interventne mjere. Te su mjere išle od subvencija proizvođačima ili potrošačima energije zasnovane na domaćim izvorima pa do izravnog dodjeljivanja različitih usluga ili poslova u energetske sektoru. Većina takvih mjera u uvjetima otvorenog energetskeg tržišta nije primjenjiva pa je od iznimne važnosti uspostava mehanizama koji omogućuju sigurnu opskrbu energijom u uvjetima dereguliranog tržišta.

Općenito, liberalizacija popravlja sigurnost opskrbe, povećanjem broja sudionika na tržištu i poboljšanjem fleksibilnosti energetskeg sustava. S druge strane, s liberalizacijom se može pojaviti i neki novi rizik. Primjer je popuštanje (slabljenje) odgovornosti za sigurnost opskrbe. No, u svakom slučaju, glavni učinak liberalizacije je preusmjerenje primarne odgovornosti s vlada prema sudionicima energetskeg tržišta.

Ranjivost energetskeg sustava može biti izražena kao mjera njegove sposobnosti da se odupre negativnim učincima kriznih situacija. To je definirano u kontekstu povećane energetske ovisnosti Europe o uvozu energije i porasta cijena energije posljednjih godina. Tome treba dodati nestabilnu političku klimu u zemljama koje su važni opskrbljivači Europe energijom, kao i relativno velik porast potrošnje energije u zemljama rastućih ekonomija. Ne može se ignorirati ni učinak neizvjesnosti liberalizacije tržišta i dolaska konkurencije na sigurnost opskrbe.

Nužno je uspostaviti mehanizme ili razviti strategiju odgovora europskog gospodarstva na potencijalnu energetskeg krizu uzrokovanu različitim razlozima:

- fizička destrukcija putova opskrbe,
- visoka cijena energenata ili
- nedostatak opskrbnih (rezervnih) kapaciteta.

Da bi to bilo moguće, potrebno je identificirati i vrednovati najvažnije indikatore ranjivosti energetskeg sustava, koji bi se onda koristili za procjenu razine ranjivosti, kako na nacionalnom tako i na regionalnom planu. Iz tih indikatora trebaju proizaći prijedlozi ili mjere koje bi trebali poduzeti energetskeg subjekti, a i oni koji donose administrativne odluke na energetskeg tržištu, kako bi se zajedničkim djelovanjem svih negativni učinci energetskeg kriznih situacija sveli na najmanju moguću mjeru.

4.1 Indikatori ranjivosti

Uvođenje indikatora ranjivosti čini jednostavnijim razumijevanje kompleksnosti različitih odnosa koji karakteriziraju energetiku i ekonomiju unutar šireg konteksta EU. Uz te indikatore lakše je usredotočiti se na one elemente ekonomije i energetike koji

on domestic resources to direct awards of various services or contracts in the energy sector. Most of these measures are not applicable in the conditions of an open energy market, so it is extremely important to put mechanisms in place which will ensure secure energy supply in the conditions of deregulated markets.

Generally, liberalisation improves the security of supply through an increased number of market participants and improved flexibility of energy systems. On the other hand, liberalisation may give rise to some new risks. The weakening of the sense of responsibility for supply security is an example. But at any case, the principal effect of liberalisation is the shifting of primary responsibility from governments to energy market stakeholders.

The vulnerability of an energy system may be defined as a measure of its capability to withstand the adverse effects of crisis situations. This is defined in the context of Europe's increased dependency on energy imports and increased energy prices in recent years. Add to it the political instability in the countries which are Europe's major energy suppliers, plus a relatively substantial increase in energy consumption in the countries of emerging economies. Neither can one ignore the impact of the uncertainties of market liberalisation and the appearance of competitors on the security of supply.

It is necessary to establish mechanisms or develop a strategy of response by the European economy to a potential energy crisis caused by various factors, such as:

- physical destruction of supply routes,
- high-priced energy sources or
- lack of storage facilities.

To this end, it is important to identify and evaluate the major vulnerability indicators to be used in assessing the national and regional levels of vulnerability. These indicators should result in proposals or measures to be taken by energy stakeholders as well as by policymakers in the area of energy markets and thus through concerted action reduce the adverse effects of energy crises to a minimum.

4.1 Vulnerability indicators

Introducing the vulnerability indicators simplifies the understanding of the complexity of various relationships characterizing the energy sector and the economy in a wider EU context. With these indicators it is easier to concentrate on those economy and energy elements which

povećavaju ili smanjuju ranjivost, ili elemente koji imaju najveći utjecaj na ranjivost sustava.

Energetska ranjivost EU je danas veća nego ikad do sada, i postoji spremnost te dosta visok stupanj suglasnosti da se krene u akcije kojima bi se smanjila vjerojatnost pojave kriznih energetske situacija, s jedne strane, te ekonomski utjecaj na EU gospodarstvo, ako do takvih situacija ipak dođe. EU u posljednje vrijeme s dosta pozornosti prilazi pitanjima kao što su: renesansa nuklearne energije, strateške zalihe (skladišta) plina, smanjenje ranjivosti energetske sektora poboljšanjem energetske učinkovitosti, novi impulsi liberalizaciji energetske tržišta.

Ranjivost energetske sektora je višedimenzionalni problem te je potreban veći broj indikatora [6]. Razlikuje se fizička ugroženost od socio-ekonomske ugroženosti i od ekološkog rizika. U tom smislu, naravno, ne postoji neka potpuno objektivna i transparentna metoda kvantifikacije i usporedbe pokazatelja ranjivosti. U ovom članku su korišteni složeni i jednostavni indikatori, povezani s makroekonomskom razinom, adresirajući ekonomski rizik na razini država.

4.1.1 Globalni i makroekonomski pristup

Iako su energetska ovisnost i ranjivost energetske sustava u određenom smislu povezane, između njih treba praviti razliku. Zemlja koja velik dio svojih energetske potreba pokriva uvozom, ako je taj uvoz dobro diversificiran te ako su uz to troškovi te uvozne energije prihvatljivi, je energetske jako ovisna, ali nije ranjiva u nekoj velikoj mjeri. S druge strane, zemlja koja većinu svojih energetske potreba podmiruje iz vlastitih izvora, ako je to uz neke subvencionirane cijene i uz uporabu zastarjele tehnologije, iako je energetske neovisna može biti vrlo ranjiva. Zemlja može biti ranjiva ako su odluke njene energetske politike diktirane ekonomskim elementima koji su izvan njene kontrole, primjerice, ako cijene energije rastu, a udjel troškova za energiju u važnim gospodarskim granama je visok. Zemlja je ranjiva i ako cijene energije padaju, a ona izvozi energiju, te je prihod od izvoza energije vrlo bitna stavka u državnom proračunu ili je tim padom cijena energije jako snizila stopu povrata na kapital uloženi u investicije u energetske sektoru.

4.1.2 Energetska (ne)ovisnost

Ranjivost može biti jako povezana s velikim stupnjem ovisnosti o uvozu energije. Stupanj ovisnosti se izražava kao omjer neto uvoza energije i ukupne potrošnje energije (primarne). Energetske ovisnost je komplement energetske neovisnosti. Energetske neovisnost, koja se često

increase or decrease vulnerability, or the elements with the strongest impact on the system's vulnerability.

The EU's energy vulnerability is greater today than ever before, so there is readiness and a fair amount of consensus to take steps aimed to reduce the likelihood of energy crises, and, if they still occur, to mitigate their impact on the EU economy. Recently the EU devotes much attention to issues such as: renaissance of nuclear energy, strategic gas reserves (storage), reducing the vulnerability of the energy sector by improving energy efficiency, new impulses to the liberalisation of energy markets.

The vulnerability of the energy sector is a multi-dimensional problem which requires a greater number of indicators [6]. Physical vulnerability differs from socio-economic vulnerability and environmental risks. In this respect there is no objective and transparent method of quantifying and comparing the vulnerability indicators. In this article complex and simple indicators are used, linked to macroeconomic level and addressing the economic risks at state level.

4.1.1 Global and macroeconomic approach

Although energy dependency and energy vulnerability are related to some extent, a distinction should be made between them. A country which a great part of its energy needs covers from imports, provided that these imports are well diversified and the costs of imported energy are acceptable, is very much energy dependent, but is not vulnerable to some substantial degree. On the other hand, a country which most of its energy needs covers from its own resources, if at some subsidised prices and with the use of outdated technology, may be highly vulnerable, albeit energy independent. A country may be vulnerable if its energy policies are determined by economic elements beyond its control, for example, if energy prices are rising and the share of energy costs in the main sections of industry is high. A country is also vulnerable if energy prices are falling and the country exports energy and the income from energy exports is a highly important item in the state budget, or if the drop in energy prices has led to a substantial drop in capital returns on investments in the energy sector.

4.1.2 Energy (in)dependence

Vulnerability may be strongly related to a high dependency on energy imports. The degree of energy dependency is defined as a ratio between net energy imports and total (primary) energy consumption. Energy dependency is a complement to energy independence. Energy independence,

koristi u raznim statistikama, predstavlja dakle omjer domaće proizvodnje i ukupne potrošnje primarne energije.

Stopa energetske neovisnosti nekoliko najvećih zemalja EU u 2005. godini je iznosila: Francuska 50 %, Velika Britanija 92 %, Italija 14 % i Njemačka 35 %.

Osim ukupne stope energetske neovisnosti, važne su stope neovisnosti za pojedini oblik energije (nafta, plin, ugljen, električna energija). Tako je napr. stopa neovisnosti za električnu energiju u Francuskoj 2005. godine bila 104,4 % (neto izvoznik), a za Veliku Britaniju 96,4 %.

Ranjivost elektroenergetskog sektora je znatno čvršće povezana s primarnim energentima za proizvodnju električne energije, nego s ukupnom pokrivenosti potrošnje energije domaćom proizvodnjom. Radi nemogućnosti skladištenja električne energije, važno je razmatrati ne samo prosječnu stopu ovisnosti nego i stopu za pojedini vremenski horizont, koja može biti dosta različita, od godine, preko sezone pa do dnevnih vrijednosti.

Moguće je definirati indikator ovisnosti o geopolitičkom prostoru (ovisnost o Bliskom istoku može biti označena kao visoko rizična).

4.1.3 Koncentracija uvoza

Na određenom stupnju (stopi) ovisnosti o vanjskim opskrbljivačima, veća razina ranjivosti se očekuje ako je dobava iz uvoza koncentrirana na mali broj dobavljača. Moguće je računati indeks koncentracije uvoza. Taj se indeks zove Hirschmann-Herfindal indeks (*HHI*), a predstavlja zbroj kvadrata udjela pojedinih opskrbljivača:

$$HHI = \sum_i s_i^2 \quad (1)$$

gdje s_i predstavlja udjel (%) pojedinog opskrbljivača u ukupnom uvozu (npr. nafte).

Vrijednost indeksa *HHI* između 8 000 i 10 000 predstavlja visoku koncentraciju uvoza i znači relativno visok stupanj ranjivosti. Ako je ta vrijednost manja od 1 600 to znači dobru diverzifikaciju i relativno nizak stupanj ranjivosti.

Ako se radi o elektroenergetskom sektoru, slučaj korištenja većeg broja primarnih izvora za proizvodnju električne energije (ugljen, nuklearno gorivo, plin, obnovljivi izvori) čiji je udjel izbalansiran, znači niži stupanj ranjivosti. Su-

which is often used in various statistics, is thus a ratio between domestic production and total primary energy consumption.

The rates of energy independence of major EU countries in 2005 were as follows: France 50 %, United Kingdom 92 %, Italy 14 % and Germany 35 %.

Apart from the total rate of energy independence, what is important are the rates of energy independence for a particular form of energy (oil, gas, coal, electricity). For example, in 2005 the independence rate for electricity in France stood at 104,4 % (net exporter), in UK 96,4 %.

The vulnerability of the electricity sector is much more closely linked to primary energy sources for electricity generation than to the overall coverage of energy consumption by domestic production. Due to the impossibility of storing electric power, it is important to consider not only the average rate of dependency but also the rate for a certain time horizon that may widely vary, from one year, through a season to daily values.

It is possible to define the vulnerability indicator in terms of dependence on a geopolitical area (dependence on the Middle East can be described as associated with high risks).

4.1.3 Import concentration

At a certain level (percentage) of dependency on foreign suppliers a greater vulnerability level is expected if imports are concentrated on a limited number of suppliers. The import concentration index can be measured. The index is called Hirschmann-Herfindal Index (*HHI*), it is a sum of the squares of the market shares of all suppliers:

where s_i is the share (%) of a supplier in total imports (oil, for example).

With *HHI* value ranging between 8 000 and 10 000, the market concentration can be characterised as high and indicates a relatively high degree of vulnerability. If *HHI* stands below 1 600 it means good diversification and a relatively low degree of vulnerability.

When it comes to the electricity sector, the use of a greater number of primary sources for electricity generation (coal, nuclear fuel, gas, renewables), the share of which is well balanced, means

protno tome, velika zastupljenost plinskih elektrana kombiniranog ciklusa, što je u posljednjem desetljeću bila najjeftinija opcija, izrazito će povećati stupanj ranjivosti.

4.1.4 Energetska intenzivnost

Energetska intenzivnost je omjer potrošnje primarne energije (izraženo u tonama ekvivalentne nafte – toe) i ostvarenog bruto domaćeg proizvoda (BDP) izraženog npr. u eurima. Poznato je da su industrijalizirane zemlje nakon prvog naftnog šoka (1973. godine), znatno smanjile energetske intenzivnosti. To se postiglo sinergijskom primjenom više mjera, racionalnija potrošnja energije, bolje tehnologije (bolja učinkovitost) i promjenom gospodarskih aktivnosti (veći udjel usluga u ukupnom BDP-u).

Pojačane mjere energetske učinkovitosti mogu europsko gospodarstvo učiniti otpornijim na fluktuaciju cijena energije. Postoji još uvijek znatan potencijal smanjenja energetske intenzivnosti u novim zemljama članicama EU, čije je gospodarstvo u tranziciji. Strukturnim promjenama u gospodarstvu tih zemalja (Poljska, Slovačka, Mađarska, Rumunjska, Bugarska) moguće je znatno smanjiti energetske intenzivnosti.

4.1.5 Sadržaj ugljika u primarnim energentima

S porastom zabrinutosti zbog klimatskih promjena, emisije stakleničkih plinova, osobito CO₂, će biti sve više penalizirane, kako u Europi, tako i u ostalim dijelovima svijeta. Emisija CO₂ iz energetskog sektora najviše ovisi o strukturi ukupne potrošnje primarne energije. Zemlje kao Poljska ili Grčka imaju visok udjel ugljena u strukturi ukupne potrošnje energenata te su stoga njihovi energetske sektori, a time i gospodarstva vrlo osjetljivi na penalizaciju CO₂ emisije.

4.1.6 Uvođenje novih tehnologija

Energetska ranjivost može biti posljedica nemogućnosti (nesposobnosti) zemlje da prati i primjenjuje nove tehnologije (nuklearna, obnovljivi izvori, istraživanje-proizvodnja nafte i plina, gorivne ćelije i sl.) pa je primorana ići u nekom svom vlastitom energetske smjeru.

4.1.7 Ostali čimbenici

Radi karaktera indikatora ranjivosti njihova potpuna kvantifikacija je vrlo komplicirana. Kreatori planova ili strategija kojima je cilj smanjenje ranjivosti, suočeni su s mnogim zaprekama kod prihvaćanja njihovih projekata. Bitnu ulogu u tome ima stav javnosti prema lokacijama novih elektrana ili prijenosnih vodova.

a lower degree of vulnerability. On the other hand, a high share of combined cycle gas power plants, which in the past ten years was the cheapest option, will substantially increase the level of vulnerability.

4.1.4 Energy intensity

Energy intensity is the ratio of primary energy consumption (expressed in tons of oil equivalent – toe) and achieved GDP expressed, for example, in EUR. It is a well-known fact that after the first oil shock (1973) the industrialised countries considerably reduced their energy intensity. This was accomplished through a synergic application of a number of measures, more rational energy consumption, better technology (improved efficiency) and a change in the structure of the economy (a higher share of services in GDP).

Intensified energy efficiency measures may make the European economy less vulnerable to fluctuations in energy prices. There is still a significant potential to reduce energy intensity in the new Member States with economies in transition. Through structural changes in the economies of these countries (Poland, Slovakia, Hungary, Romania, Bulgaria) it is possible to greatly reduce energy intensity.

4.1.5 Carbon content in primary fuels

With the rising concern about climate change, emissions of greenhouse gases, especially CO₂, will be increasingly penalised, both in Europe and the rest of the world. CO₂ emissions from the energy sector largely depend on the structure of overall primary energy consumption. Countries like Poland or Greece have a high share of coal in the structure of fuel consumption, so their energy sectors, and thereby their economies, are highly sensitive to the penalisation of CO₂ emissions.

4.1.6 Introduction of new technologies

Energy vulnerability may be a result of the inability (incapability) of a country to keep abreast with and apply new technologies (nuclear, renewables, oil and gas prospecting and production, fuel cells, etc) and is forced to go its own energy way.

4.1.7 Other factors

Due to the character of the vulnerability indicators, their quantification is highly complicated. Planners or strategy makers aiming to mitigate vulnerability are faced with many obstacles in the acceptance of their projects. The crucial role in this respect is played by the public attitude concerning the location of new power plants or transmission lines.

Međunarodni odnosi su također jedan od vrlo bitnih čimbenika koji utječu na energetske ranjivosti pojedinih zemalja. Političke napetosti, kao na primjer između Rusije i njenih susjeda (Ukrajina) su znatno pridonosile povećanju rizika ili ranjivosti u plinskom sektoru.

Neki politički lideri i lideri iz industrijskog sektora smatraju da kontrola energetske ranjivosti od strane nekih stranih tvrtki ili financijskih institucija povećava ranjivost energetske ranjivosti pojedine zemlje, u odnosu na situaciju kad je energetske ranjivosti kontroliran od strane domaćih aktera.

4.2 Ranjivost sektora potrošnje u energetske ranjivosti kriznim situacijama

Energija je preduvjet ekonomskog razvoja i svekolikog napretka društva u cjelini. Raspoloživost dovoljnih količina energije, po prihvatljivoj cijeni, je nužna za smanjenje siromaštva, za porast ljudskog blagostanja, odnosno porast životnog standarda. Po prirodi stvari potrošači (kupci) energije su više suočeni, pa samim time i više brinu o energetske ranjivosti uslugama nego o energetske ranjivosti izvorima.

Iza energetske ranjivosti usluga stoji kombinacija suvremene tehnologije, infrastrukture, ljudskog rada, znanja, financija, materijala i energenata. Na kvalitetu energetske ranjivosti usluga utječu:

- okolnosti u gospodarstvu, razina i distribucija dohotka, pristup kapitalu, cijene i uvjeti tržišta,
- demografija: populacija, aktivna radna snaga, veličina obitelji, stupanj urbanizacije,
- zemljopisni položaj (klimatski uvjeti),
- tehnološka osnova, razina inovativnosti, pristup istraživanjima i razvoju,
- bogatstvo prirodnim resursima i pristup domaćim izvorima energije,
- stil života, mobilnost, individualni i društveni prioriteti te kulturne navike,
- politički čimbenici koji definiraju ekonomske parametre, standardi energetske opskrbe i zaštite okoliša i
- zakoni, institucije i regulatorni okvir.

Struktura i razina zahtjeva za energetske ranjivosti uslugama, zajedno s karakteristikama trošila određuju veličinu finalne potrošnje energije.

Razmatrajući osjetljivost potrošača energije u Europi na energetske ranjivosti krizu važno je analizirati strukturu europske ekonomije i vidjeti kako energetske ranjivosti oblici i njihove cijene utječu na izbor i ponašanje potrošača u uvjetima prigušenog gospodarskog razvitka i rasta. Očigledno je da

International relations are another very important factor influencing the energy vulnerability of a country. Political tensions, such as those between Russia and its neighbours (Ukraine) have greatly heightened the risk or vulnerability in the gas sector.

Some political and industrial leaders believe that the control of the energy sector by some foreign companies or financial corporations increases the vulnerability of the energy sector of a country when compared with a situation where the energy sector is controlled by domestic players.

4.2 Vulnerability of the consumer sector in energy crises

Energy is a precondition for any economic development and social progress in general. Availability of sufficient quantities of energy at affordable prices is vital for the mitigation of poverty, the growth of prosperity or living standards. It is in the nature of energy consumers that they are more confronted and thereby more concerned with energy services than with energy sources.

Energy services depend on a combination of modern technology, infrastructure, labour, knowledge, finances, materials and energy sources. The quality of energy services is influenced by:

- economic conditions, income level and distribution, access to capital, prices and market conditions,
- demography: population, active workforce, family size, degree of urbanisation,
- geographical position (climate conditions),
- technological basis, innovation level, access to research and development,
- natural resources and access to domestic energy sources,
- lifestyle, mobility, individual and social priorities and cultural habits,
- political factors that determine economic parameters, energy supply and environmental protection standards and
- legislations, institutions and regulated framework.

The structure and level of the demand for energy services, together with load characteristics, determine the amount of final energy consumption.

In studying the vulnerability of European energy consumers to energy crises it is important to analyse the structure of the European economy and see how the forms of energy and their prices influence the consumers' choice and behaviour in the conditions of restrained economic development and growth. It is obvious that rising energy

značajan rast cijena uzrokuje povećanje udjela troškova za energiju u ukupnom BDP, što ima za posljedicu smanjenje gospodarskih aktivnosti, smanjenje zaposlenosti i lošije socijalne uvjete.

U gospodarstvu EU se reflektiraju strukturne promjene nastale modernizacijom i prilagodbom globalnim gospodarskim procesima. Udjel industrijskog sektora u novostvorenoj vrijednosti u gospodarstvu EU će značajno opadati u budućnosti, uzme li se u obzir porast novijih industrijskih aktivnosti koje imaju veliku novostvorenu vrijednost, a nisu intenzivne ni po potrošnji materijala ni energije (računalna oprema, kozmetika i sl.). Za uspostavljeni dugoročni trend restrukturiranja EU gospodarstva, gdje se od primarnih i sekundarnih sektora prelazi na uslužni sektor, očekuje se da će se nastaviti i u budućnosti. Međutim, iako je udjel industrijskog sektora u BDP-u relativno niži, još uvijek će industrijski sektor biti energetske intenzivan i to će ga karakterizirati još dugi niz godina.

Europski potrošači su osjetljivi na energetske krizne situacije. Stupanj osjetljivosti ovisi o više čimbenika, kao što su energetska intenzivnost, sposobnost promjene energenta ili pak sposobnost predviđanja i pripreme za takvu situaciju. Može se ustvrditi da je industrija spremnija na krizne situacije nego sektor prometa.

Ključni element za razvoj potrošnje energije su cijene energije. Razni sudionici (zaposlenici, poduzeća, dioničari, potrošači, investitori) konzumiraju različit dio od visokog porasta cijena, pa je i njihova pozicija u takvim okolnostima različita. Porast cijena energije se reflektira na obje strane, strani potrošnje i na strani opskrbe. Jedna od mogućih reakcija na to je kod opskrbljivača promjena udjela pojedinog primarnog energenta, a kod potrošača poboljšanje, odnosno smanjenje energetske intenzivnosti.

4.3 Ovisnost zemalja EU o uvozu energije

Zemlje EU-27 kao cjelina imaju relativno visoku razinu energetske ovisnosti o uvozu. Ovaj indikator je naveden kao jedan od ključnih indikatora ranjivosti energetske sustava. Definira se, dakle, kao omjer neto uvoza energije i ukupne domaće potrošnje. Tablica 1 prikazuje ovisnost 27 zemalja EU o uvozu fosilnih goriva.

prices result in a rising share of energy costs in GDP, which in turn leads to a slump in the economy, lower rate of employment and worsened social conditions.

The EU economy reflects the structural changes arisen from modernisation and adaptation to global economic processes. The share of the industrial sector in the newly created value in the EU economy will be significantly declining in the future, given the increase in new industries characterised by a high newly created value without being intensive in terms of material and energy consumption (computer hardware, cosmetics, etc). The established long-term trend of the restructuring of the EU economy, where the primary and secondary sectors give way to the service sector, is expected to continue in the future. However, while the share of the industrial sector in GDP is relatively lower, the industrial sector will still remain energy intensive and will remain so for many years to come.

European consumers are vulnerable to energy crises. The degree of vulnerability depends on a number of factors, such as energy intensity, capability to change energy sources or capability to anticipate and make arrangements for such situations. The industrial sector can be said to be readier for crises than the transport sector.

The key element in the energy consumption development are energy prices. Various players (employees, enterprises, shareholders, consumers, investors) have different stakes in the rising prices and, consequently, their position under such circumstances varies. Higher energy prices are reflected on both the consumption side and the production side. A possible response to it among the suppliers is to change the share of a particular primary energy source and among the consumers to improve or reduce energy intensity.

4.3 Energy import dependency of EU countries

EU-27 countries as a whole have a relatively high level of energy import dependency. This is one of the key vulnerability indicators. It is defined as a ratio of net energy import and total domestic energy consumption. Table below shows the dependency of 27 EU countries on the imports of fossil fuels.

Tablica 1 – Uvozna ovisnost 27 zemalja EU 2004. godine [%]
Table 1 – Import dependency of 27 EU countries 2004 [%]

| | Ukupno goriva / Total fuels | Ugljen / Coal | Nafta / Oil | Prirodni plin / Natural gas |
|-----------------------------------|--------------------------------|---------------|-------------|--------------------------------|
| Belgija / Belgium | 78,9 | 101,4 | 99,8 | 99,9 |
| Češka / Czech Republic | 25,3 | -17,2 | 93,6 | 91,1 |
| Danska / Denmark | -47,9 | 101,4 | -116,8 | -79,7 |
| Njemačka / Germany | 61,3 | 32,3 | 94,8 | 83,7 |
| Estonija / Estonia | 28,5 | 6,2 | 73,8 | 100,0 |
| Grčka / Greece | 72,7 | 5,1 | 104,8 | 97,5 |
| Španjolska / Spain | 77,4 | 67,2 | 99,4 | 97,8 |
| Francuska / France | 50,5 | 94,4 | 98,3 | 96,2 |
| Irska / Ireland | 86,5 | 78,2 | 93,4 | 81,2 |
| Italija / Italy | 84,5 | 101,1 | 93,3 | 83,8 |
| Cipar / Cyprus | 94,6 | 70,7 | 98,8 | - |
| Letonija / Lithuania | 63,5 | 94,0 | 99,2 | 130,5 |
| Litva / Latvia | 48,0 | 91,4 | 94,2 | 100,0 |
| Luksemburg / Luxemburg | 98,2 | 100,0 | 99,6 | 100,0 |
| Mađarska / Hungary | 60,8 | 32,9 | 76,8 | 79,2 |
| Malta / Malta | 100,0 | - | 100,0 | - |
| Nizozemska / Netherlands | 30,7 | 98,7 | 95,5 | -67,7 |
| Austrija / Austria | 70,8 | 95,1 | 95,0 | 78,8 |
| Poljska / Poland | 14,7 | -26,8 | 94,0 | 68,3 |
| Portugal / Portugal | 83,6 | 95,2 | 97,8 | 100,0 |
| Slovenija / Slovenia | 52,1 | 21,8 | 101,6 | 99,5 |
| Slovačka / Slovakia | 67,6 | 83,2 | 91,9 | 103,3 |
| Finska / Finland | 54,4 | 73,3 | 96,0 | 100,0 |
| Švedska / Sweden | 36,5 | 85,3 | 97,8 | 100,0 |
| Velika Britanija / United Kingdom | 5,2 | 59,0 | -15,3 | 1,7 |
| | | | | |
| EU-25 / EU-25 | 50,5 | 38,2 | 80,2 | 54,5 |
| | | | | |
| Bugarska / Bulgaria | 48,0 | 40,4 | 98,3 | 95,8 |
| Rumunjska / Rumania | 30,2 | 34,0 | 46,6 | 29,5 |

Ukupna energetska ovisnost o uvozu zemalja EU-25 je 2004. godine bila 50,5 % (godine 1995. ta je ovisnost iznosila 43,5 %). Ono što je vrlo bitno za procjenu ranjivosti energetskog sustava je činjenica da ta ovisnost raste iz godine u godinu. Očekuje se da će do 2030. godine ta razina ovisnosti preći 70 %.

Promatra li se ta ovisnost po pojedinim energentima (fosilna goriva) onda je očekivano najveća ovisnost o uvozu nafte i u 2004. godini je iznosila 80,2 %.

Ranjivost naftnog tržišta u opskrbi zemalja EU je povezana s velikim brojem čimbenika rizika

Total energy import dependency of EU-25 countries in 2004 was 50,5 % (in 1995 it was 43,5 %). What is very important for the assessment of energy vulnerability is the fact that it is rising from year to year. By 2030 the level of dependency is expected to exceed 70 %.

If viewed by energy sources (fossil fuels), the highest energy dependency is expectedly on oil imports and in 2004 it stood at 80,2 %.

The vulnerability of the EU oil supply market is associated with many risk factors and uncertainties. Apart from physical damage on the production, transport, processing and storage infrastructure,

i neizvjesnosti. Osim fizičkih oštećenja proizvodne, transportne, prerađivačke i skladišne infrastrukture, tu je, i to znatno češće, značajna promjena (rast) cijena. Kako bi ublažile ranjivost koja je rezultat ovisnosti o nafti i porasta cijena zemlje EU trebaju poduzeti odgovarajuće mjere, uključivo smanjenje potrošnje, osobito u sektoru prometa, a i u drugim gospodarskim granama koje su zasnovane na korištenju nafte i naftnih derivata. Tome treba pridodati alternativna energetska rješenja (biogoriva) te jako inzistirati na povećanju energetske učinkovitosti.

Kad se radi o prirodnom plinu energetska ovisnost o uvozu je 54,5 %. S geološkog motrišta u svijetu ima dovoljno prirodnog plina za nadolazeće dekade. Međutim, nova plinska nalazišta se nalaze u jako udaljenim područjima od Europe, a neka od njih i u relativno teškim klimatskim uvjetima. Stoga će troškovi proizvodnje plina na tim nalazištima biti prilično visoki, a golema ulaganja će biti potrebna u prijenosne sustave.

Potrošnja plina u EU stalno raste. Najveći dio potrošnje će biti u sektoru grijanja (uključujući i centralizirano), industrijskom i elektroenergetskom sektoru. Posljednji porast cijena plina je izazvao određene sumnje u buduću ekonomičnost plina u proizvodnji električne energije. Za podmirivanje rastuće potrošnje ključne regije za opskrbu EU su Rusija, Norveška i sjeverna Afrika. Uvjet za redovitu opskrbu je razvoj novih plinovoda, a radi diversifikacije izgradnja novih LNG terminala.

Kako bi se ranjivost plinskog sektora EU smanjila, jedan od prioriteta je i razvoj novih skladišnih kapaciteta (podzemna skladišta).

Energetska ovisnost EU o ugljenu je u 2004. godini bila 38,2 %. Svjetsko tržište ugljena je u stalnom porastu. U usporedbi s hidrokarbonatima, rizici u opskrbi ugljenom su bitno niži. Europa ima značajne rezerve ugljena i može u slučaju potrebe aktivirati i neke od rudnika koji su zatvoreni radi upitne ekonomičnosti. Ono što dodatno situaciju s ugljenom čini boljom je to da nema problema sa skladištenjem ugljena. Uz nedavni porast cijena plina ugljen izgleda kao prihvatljiva opcija za proizvodnju električne energije i kao takav može ostati najmanje do 2020. godine. Izdavanje i spremanje CO₂ (CCS – *Carbon Capture and Storage*) u duboka podzemna ležišta ostaje veliki izazov za europski sektor ugljena i ako se postigne komercijalna primjena CCS tehnologije uloga ugljena u ublažavanju ranjivosti EU energetskog sektora će i dalje biti vrlo značajna.

there is the much more frequent price increase. In order to mitigate their vulnerability caused by dependence on oil and rising prices, the EU countries should take appropriate measures, including consumption reduction, especially in the transport sector as well as in other oil-based sectors of the economy. Added to it should be alternative energy solutions (biofuels) plus strong insistence on improved energy efficiency.

When it comes to natural gas, energy import dependency is 54,5 %. From the geological point of view, the reserves of natural gas suffice for the coming decades. However, new natural gas fields are located far from Europe, some of them in relatively inaccessible and climatically forbidding areas. For that reason the costs of gas production in these areas will be rather high and huge investments in transmission systems will be needed.

Gas consumption in the EU is steadily on the rise. The most part of it will be in the heating sector (including central heating), and the sectors of industry and electric power generation. The latest price hikes have aroused certain doubts about the future economic feasibility of gas for electricity generation. The key regions for meeting the EU's rising supply needs are Russia, Norway and North Africa. The condition for regular supplies is the construction of new gas lines, as well as the construction of new LNG terminals to ensure diversification.

In order to reduce the vulnerability of the EU's gas sector, one of the priorities is to develop new (underground) storage capacities.

The EU's energy dependency on coal in 2004 was 38,2 %. The world coal market is expanding. Compared to hydrocarbons, the coal supply risks are much lower. Europe has significant coal reserves and, if needed, can reactivate some coal mines which were closed due to their questionable profitability. One of the advantages of coal is that its storage is no problem. Considering the recent increase in gas prices, coal appears as an acceptable option for electricity generation and can stay so at least until 2020. Yet the carbon capture and storage in deep underground geological formations remains a big challenge to the European coal sector and if a commercially feasible application of CCS technology is achieved, the role of coal in mitigating the EU's energy vulnerability will continue to be highly important.

4.4 Ranjivost tržišta električne energije

Sigurnost opskrbe električnom energijom se može definirati kao sposobnost elektroenergetskog sustava da održi definiranu razinu kontinuiteta i kvalitete opskrbe potrošača, u skladu s vrijedećim standardima i ugovorenim uvjetima.

Nije ni potrebno puno naglašavati koliko je električna energija važna za funkcioniranje i razvoj modernog društva. Električna energija može nadomjestiti ili zamijeniti veći broj energetske oblike i relativno jednostavno i jeftino može biti dovedena do potrošača.

U liberaliziranom tržištu treba činiti napor da bi se električna energija dovela kupcima uz konkurentnu cijenu, da bi kvaliteta opskrbe bila na traženoj razini i da bi utjecaj na okoliš i zdravlje ljudi bio minimiziran. Da bi se to uspjelo u sagledivoj budućnosti, trebaju biti ispunjena tri preduvjeta: dovoljno proizvodnih kapaciteta za podmirenje potražnje, adekvatna mrežna infrastruktura i razrađene tehničke i administrativne pogonske procedure. Dakako, elektroenergetski sektor u takvim uvjetima nije omeđen nacionalnim (državnim) granicama.

U prošlim desetljećima, dakle i prije liberalizacije elektroenergetskog sektora, Europa je već iskusila ili proživjela razdoblje sigurne opskrbe električnom energijom. U tom razdoblju, u pojedinim zemljama sigurnu opskrbu je najčešće osiguravala jedna, vertikalno integrirana tvrtka koja je u najvećem broju slučajeva bila u državnom vlasništvu. Pouzdana opskrba je bila kao nešto neupitno, ali je sav rizik vezan za cijene, odnosno investicije, bio prebačen na stranu kupaca.

Izvjesno je da će europski elektroenergetski sektor u nadolazećim godinama i desetljećima biti kapitalno vrlo intenzivan, a time i kapitalno vrlo osjetljiv. Uz stalni porast potražnje električne energije, sa starenjem elektrana i izlaskom iz pogona mnogih postojećih te povećanom potrebom investiranja u obnovu postojeće i izgradnju nove mreže, intenzitet ulaganja će biti vrlo visok. Te investicije će se ostvarivati u bitno izmijenjenim okolnostima u odnosu na prošlost.

U posljednjem desetljeću je prirodni plin povećao svoj udjel u proizvodnji električne energije. Ako bi se takav trend nastavio do razine velike ovisnosti o plinu, onda bi rizik izražen kao vjerojatnost problema u opskrbi, postao prilično velik.

Sigurnost opskrbe će ovisiti o tome kako učinkovito funkcionira tržište. Harmonizacija pravila u pojedinim zemljama i regijama je nužnost. Pravila trebaju biti zasnovana na logici

4.4 Vulnerability of the electricity market

The security of electricity supply can be defined as the ability of the electrical power system to provide electricity to end-users with a specified level of continuity and quality in accordance with the existing standards and contractual agreements.

It is hardly necessary to point out how important electrical power is for the functioning and development of modern society. Electricity can substitute or replace a number of energy forms and is relatively easy and cheap to bring to the end-user.

In a liberalised market efforts should be taken to bring electricity to the end-user at competitive prices, to maintain the quality of supply at the required level and with minimum impact on the environment and human health. To succeed in it in the foreseeable future, three conditions must be fulfilled: sufficient production facilities to meet demand, adequate network infrastructure, and established technical and management operational procedures. Needless to say, in such circumstances the electricity sector is not limited by national borders.

In the past decades, before the liberalisation of the electricity sector, Europe already experienced and lived through a period of secure electricity supply. In that period in some countries secure supply was provided by one vertically integrated, mostly state-owned company. Reliable supply was something unquestionable, but complete price or investment related risk rested on the users.

In the coming years and decades the European electricity sector will certainly be highly capital intensive and thereby highly capital sensitive. With a steady increase in electricity, with the aging of power plants and phasing out of many existing ones and with a greater need to invest in the reconstruction of the existing network and construction of new ones, the investment intensity will be very high. These investments will take place under essentially different circumstances compared to those in the past.

Over the past decade natural gas increased its share in power generation. If this trend were to continue up to the level of massive dependency on gas, the risk expressed as the likelihood of supply problems would become quite high.

Supply security will depend on how efficiently the market will function. Harmonisation of rules in individual countries and regions is a necessity. Rules should be based on the logic of system development planning, not on the territory of a state. A very important role in all this is played by system operators and regulators. The construction

planiranja razvoja sustava, a ne na razini teritorija pojedine države. Vrlo važnu ulogu u svemu tome imaju operatori sustava i regulatori. Sada se gradnja proizvodnih, a i prijenosnih, kapaciteta ne odvija uz kriterij samodovoljnosti jedne, vertikalno integrirane tvrtke, nego prema ekonomskim (i naravno ekološkim) kriterijima. U takvim uvjetima su povećani tranzitni tokovi i pojedini prijenosni vodovi su često opterećeni do njihovih fizičkih granica. Eventualne ispade pojedinih elemenata sustava (elektrane i vodovi) je sve teže zadržavati na relativno malom prostoru. Opasnost od domino efekta (koji dovodi do raspada sustava većih razmjera) je sada veća.

Procedure za dobivanje dozvola za gradnju novih kapaciteta trebaju biti jasne i ne smiju predugo trajati.

4.5 Zaključci i prijedlozi

Dugoročno promatrano, opskrbeni energetska sustav EU je potencijalno ranjiv radi nekoliko ključnih razloga:

- porast ovisnosti o uvozu energije,
- geopolitička nestabilnost zemalja koje opskrbljuju energijom EU,
- nedovoljne investicije (izgradnja) u energetska/elektroenergetska infrastrukturu koja bi bila u stanju držati ravnotežu između proizvodnje i potrošnje energije,
- nedovoljna pouzdanost elektroenergetske mreže radi neadekvatnih interkonektivnih kapaciteta.

EU je jedno od najvećih energetska konzumnih područja na svijetu. Proizvodnja energije u zemljama članicama nije dovoljna za podmirenje potreba. Izostanak dovoljnih izvora fosilnih goriva, kao i nemogućnost razvoja drugih energetska izvora definira ranjivost EU u okolnostima otežane opskrbe energijom. Ukoliko se ne poduzmu odgovarajuće mjere, energetska ovisnost o uvozu se očekuje na razini od 70 % u 2030. godini. To bi se odrazilo na ranjivost svih gospodarskih sektora.

Izazov problema zaštite okoliša, deregulacije i tržišta je uveo nove subjekte i nove odnose u energetska sektor. Suočavajući se s tim izazovima EC je u siječnju 2007. godine donijela novi dokument [7] u kome se predlaže uvođenje više pro-aktivnih mjera, kako bi se osigurala buduća opskrba energijom i kako bi potpuno zaživjelo tržište električne energije, što su važni elementi dugoročne održivosti energetska sektora EU. Briga za okoliš, usmjerena najvećim dijelom na promjenu klime, traži uvođenje niza konkretnih i konzistentnih mjera, koje bi mogle imati bitan (negativan) utjecaj na poziciju fosilnih goriva u

of production and transmission capacities today does not evolve by the criterion of self-sufficiency of a single vertically integrated company but by the economic (and, of course, environmental) criteria. In such conditions the transit flows are enlarged and some transmission lines are often loaded to their utmost physical limits. Outages of particular elements of the system (power plants and transmission lines) are increasingly difficult to keep confined to a relatively small area. The danger of a domino effect (leading to a large-scale system breakdown) is now higher than it was before.

Licensing procedures for the construction of new capacities should be clear and should not take too much time.

4.5 Conclusions and proposals

Viewed in a long run, the EU's energy supply system is potentially vulnerable for several key reasons:

- greater energy import dependency,
- geopolitical instability of the countries which supply energy to the EU,
- insufficient investment (construction) in energy/electric power infrastructure which would be able to uphold a balance between energy production and consumption,
- inadequate power grid reliability due to inadequate interconnective capacities.

The EU is one of the largest energy consuming areas in the world. Energy production in the Member States is not sufficient to cover the needs. The absence of sufficient resources of fossil fuels and the impossibility to develop other energy sources define the EU's vulnerability in circumstances of hampered energy supply. Unless appropriate measures are taken, energy import dependency is expected at the rate of 70 % in the year 2030. This would be reflected on the vulnerability of all sectors of the economy.

The challenges of environmental protection and market deregulation have ushered in new players and new relationships to the energy sector. In the face of these new challenges, in January 2007 the EC adopted a new document [7] in which a number of proactive measures are proposed to be introduced so as to secure future energy supply and to make the electricity market fully operable, which are important elements of a long-term sustainability of the EU' energy sector. Care for the environment, largely focused on climate change, requires a series of concrete and consistent measures which in terms of energy balance may have a crucial (negative) impact on the position of fossil fuels. Awareness of this challenge imposes a

energetskoj bilanci. Uvažavajući taj izazov, kao kralježnica sigurnog, stabilnog i konkurentskog tržišta energije nameće se fleksibilna ravnoteža različitih energetskih izvora. To nedvojbeno znači razvoj novih (CCS) tehnologija, razvoj naprednih nuklearnih tehnologija i zbrinjavanja radioaktivnog otpada te povećanje udjela obnovljivih izvora.

5 BUDUĆNOST NUKLEARNE ENERGIJE U EUROPI

Oko 45 % instalirane snage u nuklearnim elektranama nalazi se u Europi (od toga najveći dio u EU, osim Švicarske, europskog dijela Ruske federacije i Ukrajine), a 30 % ukupno proizvedene električne energije u Europi se proizvodi u nuklearnim elektranama [8]. Nakon nesreće u Černobilu (1986.), neke su europske zemlje prekinule svoje aktivnosti vezane za izgradnju i pogon nuklearnih elektrana. Svi scenariji za budućnost sugeriraju da će porast potrošnje električne energije biti nastavljen u svim dijelovima svijeta, a osobito u velikim rastućim gospodarstvima Azije. Utrka za energetskim izvorima, prije svega nafte i plina te porast cijena energije će mijenjati svjetsku energetsku scenu, a i ulogu Europe u svemu tome.

Nakon ovakve konstatacije, pojavljuju se određena pitanja. Kako će se te globalne promjene odraziti na Europu? Koliko je ona spremna, s obzirom na činjenicu da će ovisnost o uvozu energije do 2030. godine dostići razinu oko 70 %?

Napori moraju biti usmjereni prema harmonizaciji energetske politike europskih država i prema otvorenom dijalogu sa zemljama od kojih kupuju energiju i onima preko kojih se odvija transport energije prema Europi.

U smislu definiranja svoje energetske budućnosti, Europa je sada na raskrižju. Više od 80 % postojećih elektrana će 2020. godine biti staro 30 ili više godina. To znači da će u razdoblju 2010. do 2030. godine velik broj elektrana izaći iz pogona zbog starosti. Nadoknada tih kapaciteta, uvećano za podmirivanje rastućih potreba je velik izazov, ali ujedno i prilika da se postavi pravi koncept, jer ono što se danas odabere će utjecati na europsku energetsku budućnost sljedećih nekoliko desetljeća. Situacija nije tipična samo za Europu. I u ostalim dijelovima svijeta treba o tome razmišljati i poduzimati primjerene akcije. Svi energetski izvori, uključivo i nuklearna energija, će biti važni u pogledu rješavanja problema kao što su: promjena klime, sigurnost opskrbe i velike oscilacije cijena fosilnih goriva.

need for a flexible balance of different energy sources as the backbone of a secure, stable and competitive energy market. This implies the development of new CCS technologies, advanced nuclear technologies and radioactive waste disposal technologies, as well as an increased share of renewables.

5 THE FUTURE OF NUCLEAR ENERGY IN EUROPE

About 45 % of installed power in nuclear power plants is located in Europe (of which the largest portion in the EU, without Switzerland, the European part of the Russian Federation and Ukraine), whereas 30 % of total electrical power produced in Europe is produced in nuclear power plants [8]. After the Chernobyl accident (1986), some European countries interrupted their activities related to the construction and operation of nuclear power plants. All future scenarios suggest that electricity consumption will continue to rise in all parts of the world, especially in the large emerging economies of Asia. Race for energy resources, oil and gas in the first place, will be changing the world's energy scene, including Europe's role in it.

With such a projection, certain questions arise. How will these global changes reflect on Europe? How well is it prepared in view of the fact that by 2030 its energy import dependency will reach a level of 70 %?

Effort must be focused on the approximation of energy policies of the European countries and on an open dialogue with the energy-supplying countries, as well as those through which energy is transported to Europe.

In terms of definition of its energy future, Europe is presently at a crossroads. By 2020 more than 80 % of its existing power plants will be 30 years old or over. In other words, over the period 2010-2030 many power plants will be out of operation due to old age. Replacement of these facilities, plus rising needs, is a big challenge, but also an opportunity to formulate the right concept, because what is chosen today will for decades determine Europe's energy future. The situation is not typical of Europe only. The matter should also be considered and appropriate action taken in other parts of the world. All energy sources, including nuclear energy, will be important in addressing problems such as climate change, supply security and dramatic oscillations in the prices of fossil fuels.

U kontekstu visokog stupnja ovisnosti EU o uvozu energije, nuklearna se energija treba promatrati kao integralni dio mogućeg i već dostupnog rješenja u smislu naprijed navedenih problema. Kao ilustracija moguće uloge nuklearnih elektrana može poslužiti sljedeći primjer: u zemljama EU produžetak pogona nuklearnih elektrana u odnosu na početno definirani rok izlaska iz pogona (tamo gdje je to ekonomski opravdano) može značiti izbjegavanje emisije 700 milijuna tona CO₂ godišnje, što je 15 % do 20 % ukupne godišnje emisije EU [9]. To također može smanjiti rizik od nedovoljne raspoloživosti goriva.

Dosadašnja sigurnost rada nuklearnih elektrana u zemljama EU je usmjerila strah javnosti s pogonskog rizika na problem zbrinjavanja nuklearnog otpada. Nakon nesreće u Černobilu, europski operatori nuklearnih elektrana, u suradnji s tijelima zaduženim i odgovornim za nuklearnu sigurnost su postigli zavidnu razinu sigurnosti u pogonu nuklearnih elektrana, a očekuje se i daljnje poboljšanje na tom području.

Što se tiče nisko i srednje radioaktivnog otpada tehnologije zbrinjavanja su poznate i dostupne. Kod visoko radioaktivnog otpada situacija je bitno složenija. Dok su neke zemlje postigle značajan napredak u procesu koji vodi k izboru lokacija za trajno odlaganje, neke su zemlje tek na početku tog procesa.

Razgradnja starih elektrana je već uključena u ukupne troškove, i dakako da će to imati utjecaj na zbrinjavanje otpada, ovisno o veličini i broju reaktora. Prosječni trošak razgradnje je oko 300 EUR/kW, osim za plinom hlađene reaktore. Gotovo svi operatori nuklearnih elektrana u EU su već rezervirali dovoljno sredstava za pokriće budućih troškova razgradnje, a nekoliko preostalih je već u fazi poduzimanja koraka da ostvare to isto. Diskontirani troškovi razgradnje za nove nuklearne elektrane, koje će trebati prikupljati do izlaska iz pogona nakon 60 godina, kreću se između 0,5 i 1 EUR/MWh.

Osim zbrinjavanja radioaktivnog otpada i razgradnje nuklearnih elektrana, dodatnu zabrinutost javnosti potiče širenje nuklearnih aktivnosti i rizik od terorizma, uz naglašavanje različitosti tog problema na razini pojedine zemlje. Kampanje zasnovane na činjenicama, transparentnost relevantnih institucija i otvorene javne rasprave o nuklearnom pitanju povećavaju svijest i razumijevanje javnosti u vezi s problemima energetske opskrbe i istodobno vode k javnoj potpori nuklearnoj energiji, kao što se to događa u Finskoj, Švedskoj i Francuskoj.

Ne bude li nuklearna energija u stanju nositi se na otvorenom tržištu s drugim tehnologijama proiz-

In the context of Europe's high energy import dependency, nuclear energy should be viewed as an integral part of the possible and already accessible solution to the above mentioned problems. The following example may serve as an illustration of the potential role of nuclear power: In the EU countries the prolonged operation of nuclear power plants in relation to the originally set decommissioning timeline (where economically justified) may mean getting rid of 700 million tons of CO₂ per year, which makes 15 % to 20 % of the EU's total annual emission [9]. This may also reduce the risk of insufficient fuel availability.

Given the excellent operational safety record in Europe, public concerns have shifted from operational risks to nuclear waste management. Since the Chernobyl accident the European operators, in collaboration with authorities responsible for nuclear safety, have achieved a laudable level of safety in the operation of nuclear plants and further improvements in that field are expected.

Technologies for safe management of low and intermediate level nuclear waste are well-known and available. With the high-level radioactive waste the situation is much more complex. While some countries have already made significant progress in the process of selecting sites for final repository, other have just begun the process.

The average cost of decommissioning is around 300 EUR/kW, except for gas-cooled reactors. Almost all nuclear operators in Europe have allocated sufficient funds to cover future decommissioning costs, and the remaining few have already taken steps to do the same. The discounted decommissioning costs for new plants, which will be due for retirement in 60 years, range between 0,5 and 1,0 EUR/MWh.

In addition to nuclear waste management and decommissioning, the public is also concerned with nuclear proliferation and the risk of terrorism, although the emphasis given to these issues varies between the countries. Facts-based information campaigns, transparency of the institutions and an open public debate on nuclear matters are the methods to improve public awareness and understanding of energy issues and have led to public support for nuclear energy in countries like Finland, Sweden and France.

Nuclear energy will have no future if it cannot compete in the open market with other energy production technologies and it will not be able to ensure for itself a greater share in energy

vodnje energije, neće uspjeti sebi osigurati veći udjel u opskrbi energijom. U mnogim europskim zemljama nuklearna energija je konkurentna. Za elektrane koje su već amortizirane ili su pri samom kraju razdoblja amortizacije proizvodni troškovi su do razine 20 EUR/MWh. Takvi proizvodni troškovi su vrlo snažan motiv za produljenje životnog vijeka i povećanje instalirane snage za većinu postojećih elektrana.

Napredne nuklearne tehnologije (treće generacije) su već dostupne i uključene su u najnovije elektrane. Primjer Finske, Francuske, Japana, Rumunjske i Tajvana. Čisti troškovi izgradnje (engl. *overnight cost* – dakle bez cijene kapitala) za velike instalirane snage reaktora su danas u rasponu 1 300 do 1 800 EUR/kW, ovisno o broju reaktora u elektrani i ovisno o učinku serijske proizvodnje (više jednakih jedinica snižava specifičnu cijenu). Ukupni troškovi izgradnje (s cijenom kapitala) ovise o specifičnim uvjetima: lokalni zakoni, porezi, diskontna stopa, ... Uz stabilnu političku situaciju, koju karakterizira jasan regulatorni okvir (lokacije, razgradnja) i uz iskustvo u gradnji nuklearnih elektrana te mogući pozitivni učinak serijske proizvodnje, ukupni proizvodni troškovi se kreću oko 40 EUR/MWh. U izvjesnim specifičnim uvjetima to može biti i do 30 EUR/MWh, ali i do 55 EUR/MWh. Ti troškovi uključuju i razgradnju elektrane i trajno zbrinjavanje radioaktivnog otpada. Naravno da se kod razgradnje i zbrinjavanja otpada ne mogu predvidjeti sve moguće situacije, ali se ne očekuje da bi takve nepredvidivosti mogle povećati spomenuti proizvodni trošak za više od 2 EUR/MWh.

Uz ovakve proizvodne troškove, čak i bez uzimanja u obzir penalizaciju emisije CO₂, nuklearna energija se čini ekonomski prihvatljivom opcijom.

Zaključno se može reći da je nuklearna energija danas integralni dio europske energetske scene. Hoće li to biti i u budućnosti ovisi o nekoliko sljedećih preduvjeta:

- stabilnost, konzistentnost i predvidivost pravila tržišta, kako bi se osiguralo prihvatljivo okruženje za potencijalne investitore,
- neovisnost i transparentnost tijela koja su zadužena za sigurnost,
- dogovor o zajedničkom, tehnički izvedivom, ekonomičnom i javnosti prihvatljivom okviru za zbrinjavanje radioaktivnog otpada,
- brze i jednostavne procedure za dobivanje dozvola za izgradnju i dozvola za pogon nuklearnih elektrana,
- standardizacija i ekonomija veličine reaktora kod proizvođača opreme,
- potpora za istraživanje i razvoj, posebno tehnologija četvrte generacije, za koje se očekuje da bi mogle biti komercijalno dostupne u razdoblju od 2030. do 2040. godine, uz koju

supply. In many European countries, nuclear is competitive. For the already fully or nearly depreciated power plants the production cost is below 20 EUR/MWh. Such production costs are a powerful motivation for the life-extension and capacity increases of the majority of existing plants.

Advanced nuclear technologies (Generation 3) are already available and are included in the newest plants. The examples are Finland, France, Japan, Romania and Taiwan. The overnight cost (not including the cost of capital) of large size reactors is today in the range of 1 300 EUR/kW to 1 800 EUR/kW, depending on the unit size, the number of units per plant and the effect of serial production (more units of equal size lower the specific price). The final investment cost (including capital price), depends on specific circumstances: local legislation, taxes, discount rate and the like. With a stable political situation, clear regulatory framework (site location, decommissioning) and experience in the construction of nuclear power plants and possible manufacturing series effects, the total generation cost can be around 40 EUR/MWh. In certain specific conditions, they can be lower, down to 30 EUR/MWh, or higher up to 55 EUR/MWh. These costs include decommissioning and final radioactive waste disposal. Not all decommissioning and disposal scenarios can be anticipated, but such uncertainties are not expected to affect the said generation cost by more than 2 EUR/MWh.

Given such generation costs, even without inclusion of the CO₂ penalties in the costs of fossil fuels, nuclear energy appears as an economically attractive option.

In conclusion, it can be said that today nuclear energy is an integral part of the European energy scene. Whether or not it will remain so in the future, depends on the following conditions:

- stability, consistency and predictability of market rules to ensure investor friendly environment,
- independence and transparency of authorities responsible for safety,
- agreement on a common technically feasible, economically efficient and publicly acceptable framework for radioactive waste disposal,
- rapid and simple procedures for granting construction and operational licences for nuclear power plants,
- standardisation and scale effects for equipment manufacturers,
- support for nuclear R&D, in particular for Generation 4 technologies, which are ex-

bi se mogao ostvariti dramatičan porast u iskorištenju goriva (oko 80 puta); osigurati stabilnu proizvodnju električne energije u mogućem scenariju porasta cijena nuklearnog goriva, proizvoditi dodatne proizvode kao što su: vodik, sintetska goriva i toplina za neke industrijske procese,

- aktivno uključivanje svih zainteresiranih (stakeholders) u procesima konzultacija i implementacije,
- ravnomjerna (pravedna) raspodjela rizika i dobiti između svih koji su uključeni u sve procese.

Europske zemlje, a napose članice EU, trebaju vrlo ozbiljno razmotriti mjesto i ulogu nuklearne opcije u svojoj energetskej politici. To također uključuje podizanje javne svijesti o energetskim problemima, davanje točnih informacija i provođenje dobro osmišljenih kampanja za komunikaciju s javnosti.

6 ZAKLJUČAK

Energetika je uvjet bez kojeg se ne može, ne samo za gospodarstvo nego i za cjelokupnu ljudsku aktivnost. Ono što je nužno imati na umu je to da promišljanje energetike mora biti na duge staze. Ne može se ništa bitno, a pozitivno, dogoditi u kratkom vremenu u energetskom sektoru. Negativne stvari se mogu dogoditi u kratkom vremenu i za njih ne treba nikakav plan niti uloženi kapital. One se mogu događati samo po sebi, kao rezultat nebrige ili lošeg planiranja, ili kao rezultat nekih nepredvidivih događaja. Ali za pozitivne stvari u energetici, npr. značajnije povećanje energetske učinkovitosti ili smanjenje emisije stakleničkih plinova, ili pak promjena strukture elektroenergetskog proizvodnog parka, treba dosta vremena, a i financijski su vrlo zahtjevne.

Mnoge odluke u energetici, poslovne ili administrativne mogu imati dugoročne učinke. Stoga stručnjaci koji se bave planiranjem u energetici nastoje sagledati što dulje razdoblje u budućnosti, dakako uzimajući u obzir objektivnost tako dalekog horizonta, s obzirom na promjenljivost mnogih bitnih parametara koji utječu na samu viziju relativno daleke budućnosti.

U ovom članku se daju neke od ideja za moguću projekciju energetskih prilika do 2050. godine, koje se nastale pod okriljem WEC-a. Ambicija tih vizija nije proricanje budućnosti (gledanje u staklenu kuglu) nego samo naznaka mogućih scenarija, odnosno potrebnih mjera da bi se neki od tih scenarija i ostvario. Koliko je nesigurnosti povezano uz dugoročno planiranje u energetskom sektoru najbolje pokazuje primjer cijena nafte

pected to become available on the market around 2030 to 2040 and will bring about a dramatic increase of uranium utilisation by nearly 80 times; to secure sustainable generation of electricity in a possible scenario of rising uranium prices and also to co-generate by-products such as hydrogen, synthetic fuels and heat for some industrial processes,

- active involvement of all stakeholders in the consultation and implementation processes,
- equitable distribution of risks and rewards between all involved.

European countries, and the EU Member States in particular, must seriously consider including the nuclear option in their energy policies. This also includes improving public awareness about the energy issues, providing accurate information and conducting well conceived communication campaigns.

6 CONCLUSION

Energy supply can be seen as a condition for any not only economic but the entire human activity. It is necessary to keep in mind that energy thinking should be a long-term process. Nothing essential and positive can happen in the energy sector short-term. But negative issues can happen in a very short term and for them no plan nor invested capital is necessary. They can happen from themselves, as a result of bad attention, or bad planning or as a result of some unforeseen events. But for positive changes in the energy sector as for instance for significant energy efficiency increase or for GHG emissions reduction or for structural changes of the electric power production portfolio, a lot of time is needed as well as financial means. Many decisions in the energy sector, business or administrative can have long term effects. Therefore many experts in the energy field that are involved in the energy planning try to see the future as long as possible of course taking into account the objectivity of such a long horizon, because of possible changes of many important parameters that influence the vision of relatively far future.

In this paper some ideas are given for the possible projection of energy future till the end of 2050, that are created within WEC. The ambition of those visions is not the foretelling of the future (glass ball telling) but the designation of possible scenarios that is needed measures to fulfill some of the scenarios. The level of insecurity connected to long term planning in the energy sector could be the best illustrated by the oil prices at the world market. Just few years ago

na svjetskom tržištu. Samo nekoliko godina ranije mnogi autoriteti u energetskom sektoru, su očekivali (predviđali) cijene koje su daleko niže od onih koje se ostvaruju u posljednje vrijeme. To međutim ne znači da treba prestati dugoročno planirati. Naprotiv, tom problemu treba pristupiti vrlo studiozno, nastojeći obuhvatiti i kvantificirati sve moguće izvore nesigurnosti.

Kada se radi o utjecaju energetskog sektora na promjenu klime, ponajprije radi emisije stakleničkih plinova, a isto vrijedi i za sigurnost opskrbe svim oblicima energije, očigledno je da ne postoji samo jedna energetska opcija koja može dovesti do zadovoljavajućeg stanja. Potrebna je kombinacija različitih energetskih izvora i različitih mjera kojima bi se utjecaj na klimatske promjene održao u razumnim, odnosno prihvatljivim granicama, a sigurnost opskrbe energijom držala na zadovoljavajućoj razini. Nema dvojbi da je i nuklearna opcija sastavni dio jednog takvog scenarija.

many authorities in the energy sector were expecting (forecasting) prices that are by far lower than the ones that are happening lately. This does not mean that we should stop long term planning. Just contrary, this problem should be approached very study oriented, trying to take into account and quantify all possible unsecurity sources.

When there is a question on energy sector influence on climate change, at the first place because of GHG emissions and the same is valid for security of supply by all energy forms, it is obvious that there is not just one energy option that can bring us to satisfactory status. The combination of different energy sources and different measures is needed that could make climate change influence within the rational that is also acceptable limits whereby security of energy supply is at satisfactory level, too. There is no doubt that the nuclear energy is also a part of one of such scenarios.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] www.worldenergy.org
- [2] The World Energy Book, World Energy Council, The Petroleum Economist Ltd., London, October 2007
- [3] Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050, Executive Summary, World Energy Council, London, 2007
- [4] Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050, World Energy Council, London, 2007, CD
- [5] Energy and Climate Change, Executive Summary, World Energy Council, London, 2007
- [6] Vulnerability of Europe and its Economy to Energy Crises
- [7] Green Paper, A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, EC, Brussels, March 2006
- [8] Nuclear Technology Review 2007, IAEA, Vienna, 2007
- [9] The Role of Nuclear Power in Europe, World Energy Council, London, January 2007

Adrese autora:

Dr. sc. **Branka Jelavić**
branka.jelavic@eihp.hr
Doc. dr. sc. **Mladen Zeljko**
mladen.zeljko@eihp.hr
Energetski institut Hrvoje Požar
Savska 163
Zagreb
Hrvatska
Brian Statham
ESCOM, PO Box 1091
Magawatt Park – Maxwell Drive
Sunninghill – Sandton
Johannesburg 2000
South Africa

Authors' Adresses:

Branka Jelavić, PhD
branka.jelavci@eihp.hr
Assistant Prof **Mladen Zeljko**, PhD
mladen.zeljko@eihp.hr
Hrvoje Požar Energy Institute
Savska 163
Zagreb
Croatia
Brian Statham
ESCOM, PO Box 1091
Magawatt Park – Maxwell Drive
Sunninghill – Sandton
Johannesburg 2000
SOUTH AFRICA

Uredništvo primilo rukopis:
2008-01-31

Prihvaćeno:
2008-02-13

Manuscript received on:
2008-01-31

Accepted on:
2008-02-13

MODEL CRPNO-AKUMULACIJSKE (REVERZIBILNE) HIDROELEK- TRANE U MODELU POUZDANOSTI I RASPOLOŽIVOSTI ELEKTROENER- GETSKOG SUSTAVA THE PUMPED-STORAGE HYDRO POWER PLANT MODEL WITHIN IN THE POWER SYSTEM RELIABILITY AND AVAILABILITY MODEL

Miće Klepo - Vladimir Mikuličić - Zdenko Šimić, Zagreb, Hrvatska

U ovom radu izlaže se model kojim se u proračune pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetskog sustava uključuje crpno-akumulacijska hidroelektrana, a zatim i model utjecaja rizika nedostatka dotoka i zaliha vode na planiranje rada takvih postrojenja u okviru programskih sustava za operativna planiranja za vremenska razdoblja do razine godinu dana unaprijed. Utjecaj neizvjesnosti pojava dotoka veže se za karakteristike vodotoka na kojima su izgrađeni akumulacijski bazeni i hidroelektrana, ali i za radne cikluse i mogući način rada u sustavu.

This paper deals with a model that comprises the pumped-storage hydro power plants in the power system reliability and availability calculations, as well as a model of the impact of inflow deficiency and water storage risks on the operational planning of such plants within the framework of operational planning systems for periods of up to one year. The impact of inflow uncertainties is related to the characteristics of watercourses where the water storage reservoirs and hydro power plants are built, but also to the operation cycles and possible operation modes in the system.

Ključne riječi: model crpno-akumulacijske hidroelektrane, model pouzdanosti i raspoloživosti sustava, rizik nedostatka dotoka
Keywords: inflow deficiency risk, power system reliability and availability model, pumped-storage hydro power plant model



1 UVOD

Kada je riječ o problemu uključivanja crpno-akumulacijske hidroelektrane u model pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetskog sustava, u njemu je nužno razlikovati dvije osnovne komponente ili dva dijela. S jedne strane, radi se o osnovnom modelu crpno-akumulacijskog pogona koji je moguće modelirati na više načina, bilo složenim modelima koji uključuju više mogućih različitih stanja i njihovih veza, bilo višestrukim kombiniranjem jednostavnih modela za pojedine funkcije [1], [2] i [5], a s druge strane je uvjetovanost pogona takvih postrojenja njihovom ulogom u sustavu i neizvjesnošću pojave dotoka i stanja gornje i donje akumulacije [3], [4], [6], [8], [9] i [10].

Kod osnovnih modela kod kojih se generatorski i crpni pogon modeliraju odvojeno, osnovni nedostatak pristupa proizlazi iz nemogućnosti da se usklade razdiobe vjerojatnosti pojedinih grupa stanja koje se računaju na različitim osnovama. Nadalje, nije moguće jednostavno modelirati brzi prelazak iz crpnog u generatorski pogon i eventualno obrnuto, a tu je i nemogućnost da se to izvede zbog odgovarajućeg kvara. U ovom radu odabran je pristup kojim se crpno-akumulacijski pogon modelira jedinstvenim modelom s osam stanja u kojem se mogu identificirati stanja generatorskog i crpnog pogona, ali i slučajevi kvarova jedinice pri startu i tijekom pogona, odnosno prelasci iz jednog pogona u drugi uz pripadnu vjerojatnost kvara koja ima utjecaja na raspoloživost sustava [7], [10] i [12].

Rad svakog proizvodnog objekta u elektroenergetskom sustavu prati rizik da će prije ili tijekom ulaska u pogon, odnosno tijekom pogona, ostati bez primarne pogonske energije, u ovom slučaju vode. Taj rizik vezan je za neizvjesnost pojave dotoka i stanja gornje i donje akumulacije. U pravilu, kod hidroelektrana rizik zbog neizvjesnosti dotoka i stanja akumulacije puno je izraženiji od rizika pojave kvara. Kod crpno-akumulacijske hidroelektrane pojavljuje se i problem složenog radnog ciklusa i ovisnosti o prilikama u sustavu i načinu rada ostalih proizvodnih postrojenja [1], [10], [11] i [12].

2 OSNOVNI MODEL JEDINICE ZA CRPNO-AKUMULACIJSKI POGON

Kako je u uvodu istaknuto, crpno-akumulacijski pogon moguće je modelirati na više načina, dakle modelima koji uključuju više mogućih

1 INTRODUCTION

Regarding the problem of including the pumped-storage hydro power plants in the power system reliability and availability model, it is necessary to distinguish two different basic components or two parts. On one hand, there is the basic model of pumped-storage drive that can be modelled in several different ways, either with complex models involving several different states and their connections or through multiple combination of simple models for specific functions [1], [2] and [5]. On the other hand, there is the dependence of the drive of such plants on their role in the system and the uncertainty of inflows and the status of the upper and lower reservoir [3], [4], [6], [8], [9] and [10].

With the basic models, where the generator and pump drive are modelled separately, the fundamental shortcoming comes from the lack of possibility to balance the probability distribution of specific groups of states that are calculated on different bases. Further, it is not easy to model a quick transition from the pumped to the generator drive and possibly vice versa, and there is also the impossibility to accomplish this due to a defect. This work has opted for an approach whereby the pumped-storage drive is modelled with a single 8-state model in which the states of generator and pumped drive can be identified, as well as cases of the unit's failure at start-up and during the operation, i.e. the alterations from one drive to another along with the pertaining failure probability having an impact on the system availability [7], [10] and [12].

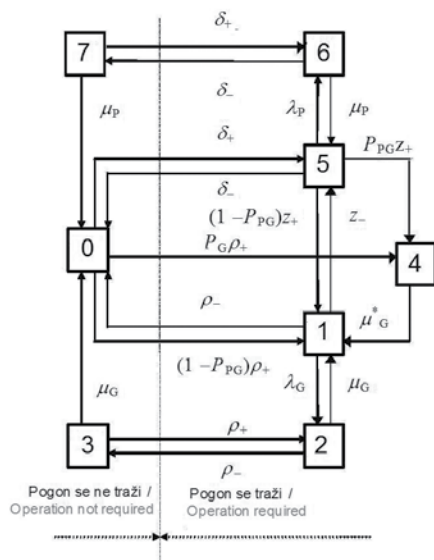
The operation of any generating plant in the power system is exposed to the risk of running short of the primary drive energy before or in the start-up process or during operation, in this case water. That risk is linked to the uncertainty of inflow and the upper and lower reservoir levels. As a rule, with hydro power plants the risk associated with uncertain inflows and reservoir levels is much higher than the failure risk. With the pumped-storage hydro power plants there is also the problem of a complex operation cycle and dependence on the conditions prevailing in the system and the operation mode of other generating plants [1], [10], [11] and [12].

2 THE BASIC MODEL OF A PUMPED-STORAGE DRIVE UNIT

As emphasized in the Introduction, the pumped-storage drive can be modelled in several ways, i.e.

različitih stanja i njihovih veza, ali i kombiniranjem odgovarajućih jednostavnih modela jedinica. U ovom radu izloženi su elementi modela kojim se pogon crpno-akumulacijske hidroelektrane modelira jedinstvenim modelom s osam stanja u kojem se mogu identificirati stanja generatorskog i crpnog pogona, ali i slučajevi kvarova jedinice pri startu i tijekom pogona, odnosno prelasci iz jednog pogona u drugi uz pripadnu vjerojatnost kvara koja ima utjecaja na raspoloživost sustava (slika 1).

with models that include several possible different states and their links but also by combining the unit's corresponding simple models. This paper presents the elements of the unique 8-state model where the states of generator and pumped drive can be identified as well as cases of start-up and operation incurred failures in the unit, i.e., the alternations from one drive to another with the pertaining failure probability having an impact on the system's availability (Figure 1).



Slika 1 – Model jedinice za crpno-akumulacijski pogon
Figure 1 – State-space diagram for a pumped-storage unit

Oznake na slici 1:

- 0 – stanje rezervnog isključenja jedinice.
- 1 – stanje generatorskog pogona,
- 2 – stanje kvara nastalog tijekom proizvodnje,
- 3 – stanje popravka nakon kvara nastalog tijekom proizvodnje, a kad se pogon ne traži,
- 4 – stanje kvara pri ulasku generatora u pogon,
- 5 – stanje crpnog pogona,
- 6 – stanje kvara nastalog tijekom crpljenja,
- 7 – stanje popravka kad se pogon ne traži, a nakon kvara nastalog tijekom crpljenja,
- ρ_+ / ρ_- – učestalost pojave/prestanka potrebe za generatorskim pogonom,
- δ_+ / δ_- – učestalost pojave/prestanka potrebe za crpljenjem vode u gornji bazen,
- λ_G / μ_G – učestalost kvara/popravka jedinice u svezi s generatorskim pogonom,
- μ_G^* – učestalost popravka jedinice nakon kvara pri ulasku u proizvodni pogon,
- λ_P / μ_P – učestalost kvara/popravka jedinice u svezi s crpnim pogonom,

Legend [Figure 1]:

- 0 – ready for service (reserve) unit state,
- 1 – generator drive state,
- 2 – generation incurred failure state,
- 3 – repair after generation incurred failure state while operation is not required,
- 4 – generator start operation incurred failure state,
- 5 – pump drive state,
- 6 – pump drive operation incurred failure state,
- 7 – repair after pump drive operation incurred failure state while operation is not required,
- ρ_+ / ρ_- – transition rate of on/off generator drive,
- δ_+ / δ_- – transition rate of on / off water pumping into upper reservoir,
- λ_G / μ_G – transition rate of unit failure / repair related to generator drive,
- μ_G^* – transition rate of unit repair of start operation incurred failure,
- λ_P / μ_P – transition rate of unit failure / repair related to pump drive,

z_+ / z_- – učestalost pojave/prestanka potrebe za prelaskom iz crpnog u proizvodni pogon,
 P_G – vjerojatnost kvara pri startu generatora,
 P_{PG} – vjerojatnost kvara jedinice pri prijelazu iz crpnog u proizvodni pogon.

z_+ / z_- – transition rate of alternation from pump to generation drive,
 P_G – failure probability in generator starting-up,
 P_{PG} – failure probability in alternation from pump to generation drive.

Broj i tip kvarova jedinice izrazito su ovisni o radnom ciklusu jedinice, pogotovo što se kod generatorskog načina rada radi o vršnom pogonu kod kojeg se kvarovi događaju pri samom startu, tijekom pogona ili pri prijelazu iz crpnog pogona u generatorski, a traju tijekom potrebe za pogonom ili i nakon što ta potreba prestane. Radni ciklusi utječu na učestalosti prijelaza jedinice iz jednog stanja u drugo, tako da je nužno eksplicitno razlikovanje učestalosti nastanka ili prestanka potrebe za određenim pogonskim stanjem, promjenama pogonskih stanja, kvarova pri startu, kvarova tijekom pogona ili pri prijelazu iz jednog pogonskog stanja u drugo, te učestalosti popravaka nakon kvarova iz različitih stanja.

The number and type of unit failures are markedly dependent on the unit operation cycle, especially in the generator operation mode where failures occur during the start-up in conditions of peak load, operation and drive-to-drive alternation incurred failures and last as long as there is a need for operation and occasionally after the need ends. The operation cycles influence the transition rate of alternation from one drive to another, so that it is necessary to clearly distinguish between the transition rate of the occurrence or termination of the need for a specific drive operation, alternation of drives, failures at start-up position, failures during operation or during drive-to-drive alternations, as well as the rate of repairs after failures in different states.

Sustav linearnih diferencijalnih jednadžbi Markovljeva procesa prema slici 1 ima oblik:

The system of linear differential equations of the Markov process according to Figure 1 has the following form:

$$\begin{aligned}
 \dot{P}_0(t) &= -(\rho_+ + \delta_+)P_0 + \rho_-P_1 + \mu_G P_3 + \delta_-P_5 + \mu_p P_7 \\
 \dot{P}_1(t) &= (1 - P_G)\rho_+P_0 - (\rho_- + z_- + \lambda_G)P_1 + \mu_G P_2 + \mu_G^* P_4 + (1 - P_{PG})z_+P_5 \\
 \dot{P}_2(t) &= \lambda_G P_1 - (\rho_- + \mu_G)P_2 + \rho_+P_3 \\
 \dot{P}_3(t) &= \rho_-P_2 - (\rho_+ + \mu_G)P_3 \\
 \dot{P}_4(t) &= P_G\rho_+P_0 - \mu_G^* P_4 + P_{PG}z_+P_5 \\
 \dot{P}_5(t) &= \delta_+P_0 + z_-P_1 - (\delta_- + \lambda_p + z_+)P_5 + \mu_p P_6 \\
 \dot{P}_6(t) &= \lambda_p P_5 - (\delta_- + \mu_p)P_6 + \delta_+P_7 \\
 \dot{P}_7(t) &= \delta_-P_6 - (\delta_+ + \mu_p)P_7.
 \end{aligned} \tag{1}$$

Početni uvjeti jesu:

The start-up conditions are:

$$\begin{aligned}
 P_0(0) &= 1, P_1(0) = 0, P_2(0) = 0, P_3(0) = 0, \\
 P_4(0) &= 0, P_5(0) = 0, P_6(0) = 0, P_7(0) = 0.
 \end{aligned} \tag{2}$$

Traži se stacionarno rješenje, tj. rješenje kada je:

A stationary solution is sought, i.e., one where:

$$\dot{P}_n(t) = 0, n = 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7.$$

Uz uvjete [2], sustav (1) poprima novi oblik:

With conditions [2], the system (1) assumes a new form:

$$\begin{aligned}
 0 &= -(\rho_+ + \delta_+)P_0 + \rho_- P_1 + \mu_G P_3 + \delta_- P_5 + \mu_p P_7 \\
 0 &= (1 - P_G) \rho_+ P_0 - (\rho_- + z_- + \lambda_G)P_1 + \mu_G P_2 + \mu_G^* P_4 + (1 - P_{PG}) z_+ P_5 \\
 0 &= \lambda_G P_1 - (\rho_- + \mu_G)P_2 + \rho_+ P_3 \\
 0 &= \rho_- P_2 - (\rho_+ + \mu_G)P_3 \\
 0 &= P_G \rho_+ P_0 - \mu_G^* P_4 + P_{PG} z_+ P_5 \\
 0 &= \delta_+ P_0 + z_- P_1 - (\delta_- + \lambda_p + z_+)P_5 + \mu_p P_6 \\
 0 &= \lambda_p P_5 - (\delta_- + \mu_p)P_6 + \delta_+ P_7 \\
 0 &= \delta_- P_6 - (\delta_+ + \mu_p)P_7
 \end{aligned} \tag{4}$$

Uz jednadžbu identiteta:

With the identity equation:

$$P_0 + P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 = 1 \tag{5}$$

stacionarno rješenje, tj. stacionarne vjerojatnosti stanja jesu:

the stationary solution, i.e., stationary probabilities of the state are:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= \frac{\rho_- \delta_+ \lambda_G \lambda_p \{B[F(HM + KJ) + I(DM + GK)] + C[KEI + L(HF + DI)]\}}{\Delta} \\
 P_1 &= \frac{\delta_- \mu_G \lambda_p (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) A[F(HM + KJ) + I(DM + GK)]}{\Delta} \\
 P_2 &= \frac{\delta_- \lambda_G \lambda_p (\rho_+ + \mu_G) A[F(HM + KJ) + I(DM + GK)]}{\Delta} \\
 P_3 &= \frac{\delta_- \lambda_G \lambda_p \rho_- A[F(HM + KJ) + I(DM + GK)]}{\Delta} \\
 P_4 &= \frac{\delta_- \lambda_G \lambda_p \rho_- A[E(HM + KJ) + L(DJ - GH)]}{\Delta} \\
 P_5 &= \frac{\rho_- \lambda_G \mu_p (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) A[KEI + L(HF + DI)]}{\Delta} \\
 P_6 &= \frac{\rho_- \lambda_G \mu_p (\delta_+ + \mu_p) A[KEI + L(HF + DI)]}{\Delta} \\
 P_7 &= \frac{\rho_- \lambda_G \mu_p \delta_- A[KEI + L(HF + DI)]}{\Delta}
 \end{aligned} \tag{6}$$

gdje je:

where:

$$\begin{aligned}
 \Delta &= \rho_- \lambda_G [KEI + L(HF + DI)] \cdot \\
 &\left\{ (A + C) \delta_- \lambda_p + A [\lambda_p (\delta_+ + \mu_p) + \mu_p (\delta_+ + \delta_- + \mu_p)] \right\} \\
 &+ \delta_- \lambda_p [F(HM + KJ) + I(DM + GK)] \cdot \\
 &\left\{ (A + B) \rho_- \lambda_G + A [\lambda_G (\rho_+ + \mu_G) + \mu_G (\rho_+ + \rho_- + \mu_G)] \right\}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \delta_- \rho_+ \lambda_p \lambda_G A [E(HM + KJ) + L(DJ - GH)] \\
A & = \lambda_G \lambda_p (\rho_+ + \delta_+) \\
B & = \mu_G \lambda_p (\rho_+ + \rho_- + \mu_G + \lambda_G) \\
C & = \lambda_G \mu_p (\delta_+ + \delta_- + \mu_p + \lambda_p) \\
D & = (1 - P_{PG}) \rho_+ \rho_- \delta_- \lambda_G \lambda_p \\
E & = \delta_- \mu_G \lambda_p [\rho_- (\rho_+ + \rho_- + \mu_G + \lambda_G + z_-) + z_- (\rho_+ + \mu_G)] \\
F & = \rho_- \delta_- \mu_G^* \lambda_G \lambda_p \\
G & = (1 - P_{PG}) \rho_- \lambda_G \mu_p z_+ (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) \\
H & = P_G \rho_+ \delta_- \lambda_p \\
I & = \delta_- \mu_G^* \lambda_p \\
J & = P_{PG} \mu_p z_+ (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) \\
K & = \rho_- \delta_- \delta_+ \lambda_G \lambda_p \\
L & = \delta_- \mu_G \lambda_p z_- (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) \\
M & = \rho_- \lambda_G \mu_p [z_+ (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) + \delta_- (\delta_+ + \delta_- + \mu_p + \lambda_p)].
\end{aligned} \tag{7}$$

Znatno pojednostavljenije rješenja moguće je uvažavati li se ranije iznesene pretpostavke koje vrijede općenito za objekte elektroenergetskog sustava, a to su da su vremena ostajanja u stanjima 2, 3, 4, 6 i 7 znatno kraća od vremena ostajanja u stanjima pogonske spremnosti 0, 1 i 5, odnosno da su učestalosti prijelaza u stanja pogonske spremnosti znatno veće od učestalosti ulazaka u stanja pogonske nespremnosti. Uz zanemarivu pogrešku koja se pritom čini, postupak računanja vjerojatnosti pojedinih stanja postaje znatno lakši i jednostavniji. Dakle:

It is possible to greatly simplify the solution by taking into account the previous assumptions which generally apply to power system facilities and according to which the periods of remaining in states 2, 3, 4, 6 and 7 are much shorter than the periods of remaining in the operational stand-by conditions 0, 1 and 5, meaning that the transition rates of alternation into the stand-by operation condition are significantly higher than the transition rate of entering into non-operation conditions. With a marginal error appearing in the process, the calculation routine of specific state probabilities becomes much easier. Hence:

$$\begin{aligned}
P_0 & = \frac{1}{\Delta^*} \mu_G \mu_G^* \mu_p (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) \cdot \\
& [\rho_+ \rho_- (\delta_- + z_+) (1 - P_G) + \delta_+ \delta_- (\rho_- + z_-)] \\
P_1 & = \frac{1}{\Delta^*} \rho_+ (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) (\rho_+ + \delta_+) (\delta_- + z_+) (1 - P_G) \\
P_2 & = \frac{1}{\Delta^*} \rho_+ \lambda_G \mu_G^* \mu_p (\rho_+ + \mu_G) (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) (\rho_+ + \delta_+) (\delta_- + z_+) (1 - P_G) \\
P_3 & = \frac{1}{\Delta^*} \rho_+ \rho_- \lambda_G \mu_G^* \mu_p (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) (\rho_+ + \delta_+) (\delta_- + z_+) (1 - P_G) \\
P_4 & = \frac{1}{\Delta^*} \mu_G \mu_G^* (\rho_+ + \delta_+) (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) (\rho_- + z_-) \cdot \\
& [\rho_+ (\delta_- + z_+) P_G + \delta_+ z_+ P_{PG}] \\
P_5 & = \frac{1}{\Delta^*} \delta_+ \mu_G \mu_G^* \mu_p (\rho_+ + \delta_+) (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) (\rho_- + z_-) \\
P_6 & = \frac{1}{\Delta^*} \delta_+ \mu_G \mu_G^* \lambda_p (\rho_+ + \delta_+) (\delta_+ + \mu_p) (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) (\rho_- + z_-) \\
P_7 & = \frac{1}{\Delta^*} \delta_+ \delta_- \mu_G \mu_G^* \lambda_p (\rho_+ + \delta_+) (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) (\rho_- + z_-)
\end{aligned} \tag{8}$$

$$\Delta^* = (\delta_+ + \delta_- + \mu_p) (\rho_+ + \rho_- + \mu_G) \left\{ \mu_G \mu_G^* \mu_p [\rho_+ \rho_- (\delta_- + z_+) (1 - P_G) + \delta_+ \delta_- (\rho_- + z_-)] + \delta_+ \mu_G^* \mu_p (\rho_+ + \delta_+) (\delta_- + z_+) (\mu_G + \lambda_G) (1 - P_G) + (\rho_+ + \delta_+) (\rho_- + z_-) \left\{ \mu_G \mu_p [\rho_+ (\delta_- + z_+) P_G + \delta_+ z_+ P_{PG}] + \delta_+ \mu_G \mu_G^* (\lambda_p + \mu_p) \right\} \right\}$$

Grupiranja stanja provode se po ranije utvrđenim pravilima. Parametri modela računaju se iz pogonske statistike broja ulazaka i izlazaka iz svakog stanja, trajanja svakog pojedinog stanja ili grupe stanja, te nastanku ili prestanku potrebe za proizvodnjom ili crpljenjem. Međutim, za razliku od svih prethodnih modela i slučajeva, ovdje se mogu jasno razlikovati dvije zasebne grupe stanja i u funkcionalnom smislu. To su grupa stanja generatorskog pogona, tj. proizvodnje električne energije tijekom sati vršnog opterećenja sustava {1, 2 i 3} i grupa stanja crpljenja vode iz donjeg u gornji akumulacijski bazen tijekom sati minimalnog opterećenja sustava {5, 6 i 7}. Izrazi za vjerojatnosti stanja unutar tih grupa razlikuju se tek u jednom ili dva člana, čime se može dodatno znatno pojednostavniti računanje vjerojatnosti stanja unutar tih dviju osnovnih grupa stanja. Ti dodatni odnosi koji olakšavaju računanje vjerojatnosti stanja glase:

Grouping of states is carried out in accordance with the previously established rules. The model parameters are calculated from operational statistics showing the number of appearances and terminations of each state, the duration of each particular state or group of states as well the appearance or termination of the need for generation or pumping. However, unlike the previous models and cases, here it is possible to clearly distinguish between two separate groups of states in the functional sense as well. These are the group of generator drive, i.e., electricity generation during peak load hours {1, 2 and 3} and the group of states with pumping water from the lower to the upper reservoir during minimum load hours {5, 6 and 7}. The expressions for state probabilities differ only in one or two terms, which allows an additional and significant simplification of the state probability calculation within those two basic groups of states. These additional relations that facilitate the probability calculations read as follows:

$$\begin{aligned} P_2 &= P_1 \frac{\lambda_G (\rho_+ + \mu_G)}{\mu_G (\rho_+ + \rho_- + \mu_G)}, \\ P_3 &= P_1 \frac{\lambda_G \rho_-}{\mu_G (\rho_+ + \rho_- + \mu_G)}, \\ P_6 &= P_5 \frac{\lambda_p (\delta_+ + \mu_p)}{\mu_p (\delta_+ + \delta_- + \mu_p)}, \\ P_7 &= P_5 \frac{\lambda_p \delta_-}{\mu_p (\delta_+ + \delta_- + \mu_p)}. \end{aligned} \tag{9}$$

3 RIZIK ZBOG NEDOSTATKA DOTOKA I ZALIHA VODE

U okviru programskih sustava za planiranje rada elektroenergetskog sustava za razdoblja od razine dana do razine godine riješen je problem planiranja rada protočnih, akumulacijskih i crpno-akumulacijskih hidroelektrana uvažavajući karakteristike vodotoka na kojima su izgrađene akumulacije i hidroelektrane, odnosno samih akumulacija i hidroelektrana. Posebna pozornost posvećena je radu akumulacijskih hidroelektrana koje omogućuju višegodišnja, sezonska i mjesečna izravnavanja protoka i proizvodnje, odnosno opterećenja. Naravno, uključene su i karakteristike pojedinih vodotoka s obzirom na pojavu vodnih valova. S jedne strane, postoje vodotoci čiji je protok tijekom godine prilično

3 INFLOW DEFICIENCY AND INSUFFICIENT WATER STORAGE RISKS

The problem of operation planning of run-of-river, reservoir and pumped-storage hydro power plants for one-day to one-year periods, with allowance made for the characteristics of the watercourses where the reservoirs or hydro power plants are built, is resolved within the framework of power system operation planning. Special attention is devoted to water-storage hydro power plants that enable flow, generation or load adjustments to be made on monthly, seasonal or multi-annual basis. This, of course, includes the characteristics of streams in view of the occurrence of water waves. On one hand, there are

ujednačen, ili se s velikom sigurnošću može predviđati, a jednako tako i počeci vodnih valova. S druge strane, postoje vodotoci čije su oscilacije protoka vrlo visoke i neizvjesne, što njihovo predviđanje čini vrlo nesigurnim kao i rad hidroelektrana s kojima su u vezi.

Kod određivanja rizika nedostatka dotoka polazi se od veličine srednjeg dnevnog protoka Q_d (m^3/s) na mjernom mjestu ili profilu, za koju je kao stohastičku veličinu vezana neizvjesnost pojave. Time je i za proizvodnju hidroelektrana vezana neizvjesnost pojave budući da su one ovisne i o količinama vode, ali i o vremenskom rasporedu dotoka. Obje te komponente ovisne su dalje o nizu utjecaja koji su uključeni i u neizvjesnosti pojava srednjih dnevnih dotoka, koji se dobiju kao rezultat svakodnevnih promatranja i mjerenja. Srednji dnevni dotoci poredani kronološkim redom daju tjedne, mjesečne i godišnje dijagrame protoka na mjernim mjestima ili profilima. Na temelju tih dijagrama određuju se krivulje trajanja protoka, odnosno krivulje vjerojatnosti protoka tjedana, mjeseci ili sezona, te godine.

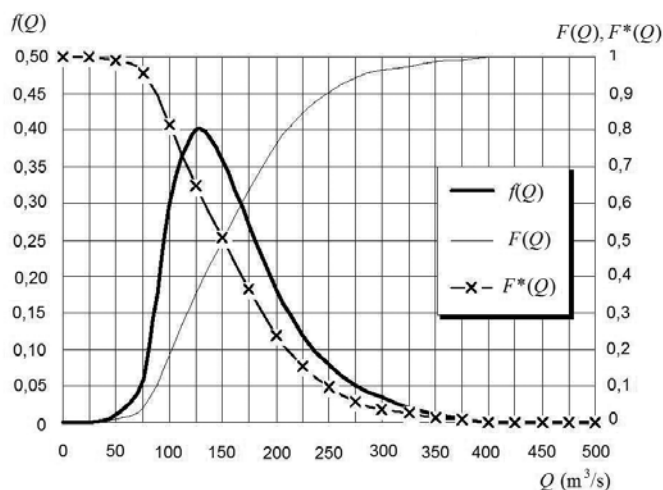
Međutim, za točnije određivanje vjerojatnosti pojave protoka i neizvjesnosti proizvodnje hidroelektrana radi njihova uključivanja u proračun pokazatelja pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetskog sustava nužno je odrediti pripadajuće krivulje vjerojatnosti protoka, i to po kraćim vremenskim razdobljima od jedne godine. Prema tako dobivenim krivuljama zatim se mjere i valoriziraju hidrološki uvjeti, a pripadajuće vjerojatnosti pojave određuju se znatno točnije. Pritom se uvijek mora uzeti u obzir da rad s kraćim vremenskim razdobljima može izazvati iskrivljenja i pogreške kod obrade malih i velikih protoka, a da su veličine iskrivljenja i pogrešaka ovisne o veličinama i učestalostima promjena protoka.

U ovom radu neće se izlagati sam postupak matematičko-stohastičkom obradom, nego će se pretpostaviti da su za mjerna mjesta protoka već na raspolaganju odgovarajuće funkcije gustoće vjerojatnosti $f(Q)$ ili frekvencije pojave protoka, odnosno funkcija distribucije (razdiobe) protoka $F(Q)$ i njen komplement $F^*(Q) = 1 - F(Q)$. Funkcijom distribucije protoka $F(Q)$ određena je vjerojatnost pojave protoka koji je manji ili jednak protoku Q , a njezinim komplementom, tj. funkcijom distribucije $F^*(Q) = 1 - F(Q)$ vjerojatnost pojave protoka većeg od Q (slika 2).

streams with a rather even flow over the year or predictable with a fair amount of certainty, there are also the beginnings of water waves. On the other hand, there are streams with high and unpredictable inflow variations which make their forecasts extremely insecure, and thereby the operational planning of hydro power plants associated with them.

In establishing the inflow deficiency risk the starting point is the average daily inflow value Q_d (m^3/s) at the measuring point or profile, which as a stochastic value involves the uncertainty of event. That is why the output of hydro power plants involves the uncertainty of event, since hydro power plants depend on both the quantities of water inflows and the seasonal inflow pattern. Both of these components are further linked to a series of impacts involved in the uncertainties of average daily inflow, obtained as a result of day-to-day observations and measurements. Average daily inflows lined up chronologically provide weekly, monthly and annual inflow diagrams on the measuring points or profiles. The inflow duration curves are determined on the basis of these diagrams, and so are the weekly, monthly or annual inflow probability curves. However, for more accurate determination of the inflow probability and the uncertainty of hydro power plant generation for their inclusion in the calculation of power system reliability and availability indicators it is necessary to define the pertaining inflow probability curves for periods shorter than a year. The curves thus obtained serve then as a basis for calculating and evaluating the hydrological conditions, whereas the appurtenant probabilities are defined with much greater precision. What must always be taken into account in this procedure is that work with shorter periods of time may lead to distortions and errors in calculations with low and high inflows, whereas the values of these distortions and errors depend on the inflow variation transition values and rates.

This work will not describe the mathematical-stochastic procedure itself, it will be assumed instead that appropriate probability density functions $f(Q)$ or inflow occurrence frequencies or inflow distribution function $F(Q)$ and its complement $F^*(Q) = 1 - F(Q)$ are already available for inflow measuring points and profiles. The inflow distribution function $F(Q)$ defines the inflow probability which is lower than or equal to inflow Q , whereas its complement, i.e., distribution function $F^*(Q) = 1 - F(Q)$ defines inflow probability higher than Q (Figure 2).



Slika 2 – Funkcije $f(Q)$, $F(Q)$ i $F^*(Q)$
 Figure 2 – Functions $f(Q)$, $F(Q)$ and $F^*(Q)$

Funkcija distribucije protoka $F(Q)$ ima sljedeći oblik:

The inflow distribution function $F(Q)$ has the following shape:

$$F(Q) = \int_{-\infty}^Q f(q) \, dQ \cong \int_{Q_{\min}}^Q f(Q) \, dQ, \quad (10)$$

gdje je:

where:

Q_{\min} minimalna vrijednost protoka na mjernom mjestu.

Q_{\min} is a minimum inflow value at the measuring point.

Vjerojatnost u krivulji vjerojatnosti protoka može se shvatiti kao relativno trajanje protoka, gdje je ukupno trajanje normirano na jedinicu, čime se dobiva i krivulja trajanja protoka. Njezina je točnost tim veća što je dulji niz godina za koji se raspolaže podacima i što je postupak aproksimacije točniji. Prethodno naznačeni postupak provodi se za vremenske intervale kraće od godine (mjesec ili tjedan), da bi se dobile krivulje vjerojatnosti koje odražavaju periodičke varijacije protoka i njima pridruženih vjerojatnosti tijekom godine.

The probability in the inflow probability curve can be seen as a relative duration of inflow where the overall duration is standardised to value one, whereby the inflow duration curve is also obtained. Its accuracy rises with the rising number of years for which data are available, and with the rising accuracy of the approximation procedure. The said procedure is carried out for time intervals shorter than a year (a month or a week), so as to obtain probability curves which reflect seasonal inflow variations and related probabilities over the year.

Ovisno o duljini vremenskog razdoblja, kod elektroenergetskog bilanciranja moguće proizvodnje hidroelektrana određuju se bilo izborom referentne hidrologije, kada se radi o planiranju za dulja razdoblja (mjesec, više mjeseci, godina), bilo predviđanjem protoka, kada se radi o planiranju za kraća razdoblja (dan, tjedan ili par tjedana). Bez obzira na trajanje, za svaki dan tijekom razdoblja planiranja u proračun se ulazi sa zadanim protokom i njemu pridruženom vjerojatnošću ostvarenja, ili s protokom koji odgovara unaprijed odabranj vjerojatnosti pojave hidroloških uvjeta

Depending on the length of the period concerned, in the process of power balancing possible outputs of hydro power plants are established either through the choice of reference hydrology, when it comes to longer-term planning (a month, several months, a year), or by inflow forecasting when it comes to shorter-term planning (a day, a week or a couple of weeks). Regardless of the duration, for every day of the planning period calculation is started with a given inflow and its related materialisation probability or with the inflow corresponding to a pre-selected probability of the

prema krivulji vjerojatnosti ili trajanja protoka. Pritom se može postupiti na dva načina.

Prvi je, što je više primjereno planiranjima za dulja vremenska razdoblja, kada se protoci, a time i moguće proizvodnje i opterećenja, određuju prema odabranoj hidrologiji koja u pravilu ima veću vjerojatnost ostvarenja. Odabrana hidrologija predstavlja odrednicu za simulaciju rada sustava, jer se kod proračuna pouzdanosti i raspoloživosti sustava proizvodnja i opterećenje hidroelektrane prema odabranom modelu uključuju u dijagram opterećenja, a hoće li izvršiti namijenjenu ulogu, ovisi o odnosu prema slučajno odabranom broju koji je uniformno distribuiran na intervalu $[0,1]$.

Hidroelektrana će izvršiti namijenjenu ulogu u svim onim slučajevima kada slučajno odabrani broj u krivulji vjerojatnosti protoka pada u područje vjerojatnosti protoka većih od protoka prema unaprijed određenoj ili zadanoj hidrologiji. I obrnuto, hidroelektrana neće moći izvršiti namijenjenu ulogu ako generirani broj u krivulji vjerojatnosti protoka pada u područje vjerojatnosti protoka manjih od protoka prema unaprijed određenoj ili zadanoj hidrologiji. U oba prethodna slučaja u osnovi se promatra odgovarajući komplement funkcije distribucije. Rizik nedostatka vode kao mjera neizvjesnosti proizvodnje i opterećenja hidroelektrane simulacijom se uključuje u proračune pouzdanosti sustava.

Drugi je način da se prije elektroenergetskog bilanciranja simulacijom, metodom generiranja slučajnih brojeva prema krivulji vjerojatnosti protoka odredi niz protoka, a to znači i njima pridružene moguće proizvodnje i opterećenja hidroelektrane. U tom slučaju rizik nedostatka vode kao mjera neizvjesnosti proizvodnje hidroelektrane uključuje se već na samom početku proračuna pokazatelja pouzdanosti i raspoloživosti. Pritom se podrazumijeva da će točnost postupka rasti s brojem simulacija, što je u slučaju primjene značajka Monte Carlo metode simulacije [5], [9] i [10].

Kod hidroelektrana koje vode koriste kako dotječu i koje zbog ograničenog kapaciteta kompenzacijskih bazena nisu u mogućnosti akumulirati veće količine vode, rizik nedostatka zaliha vode može se zanemariti budući da nema gotovo nikakvu važnost. Pogotovo to vrijedi u usporedbi s akumulacijskim hidroelektranama. Relativna važnost rizika nedostatka dotoka raste s podizanjem tehničke spremnosti postrojenja da što bolje iskoristi raspoložive količine vode budući da u tom slučaju moguće proizvodnje i opterećenja ovise samo o raspoloživim količinama vode iz dotoka.

occurrence of hydrological events according to the probability curve or inflow duration. The matter can be approached in two ways.

The first approach, which is more appropriate for longer-term planning, is applied where the inflows and thereby possible outputs and loads are defined according to the selected hydrology which as a rule is more likely to materialise. The selected hydrology is a guideline for system operation simulation, because in the system reliability and availability calculation the output and load of a hydro power plant are included in the load diagram according to the selected model, whereas whether or not its performance will meet expectations depends on a randomly selected number which is evenly distributed on the interval $[0,1]$.

The hydro power plant will play its assigned role in all cases when the randomly selected number in the inflow probability curve falls into the area of inflow probabilities higher than inflows in the predetermined or pre-given hydrology. Vice versa, the hydro power plant will be unable to play its assigned role if the number generated in the inflow probability curve falls into the area of inflow probability lower than the inflows in the predetermined or pre-given hydrology. In both of these cases, what is basically observed is the corresponding distribution function complement. The water deficiency risk as a measure of the plant's output and load uncertainty is included through simulation in the system reliability calculation.

The second approach is that before the power balance simulation the sequence of inflows is determined by the method of generating random numbers based on the inflow probability curve, and thereby the plant's possible outputs and loads associated with them. In that case the water deficiency risk, as a measure of output uncertainty, is included at the very beginning of calculating the reliability and availability indicators. In this regard it is understood that the accuracy of the procedure will grow with the number of simulations, which is a feature of the Monte Carlo simulation method [5], [9] and [10].

With hydro power plants using inflows as they come and those which cannot accumulate larger amounts of water due to limited capacities of compensation reservoirs, the water deficiency risk can be disregarded as it is of no importance. This particularly applies in respect of storage plants. The relative importance of the inflow deficiency risk grows with the improving capability of the plant to make optimum use of available water, because in that case potential outputs and loads solely depend on available water inflows.

4 UTJECAJ RIZIKA NE-DOSTATKA DOTOKA NA RAD CRPNO-AKUMULACIJSKE HIDROELEKTRANE

Rad crpno-akumulacijske hidroelektrane u slučaju da je prirodni dotok u gornji akumulacijski bazen jednak ili veći od potrebnog za rad u razdoblju vršnih opterećenja ili za pokrivanje potreba za brzim startom ne razlikuje se od rada bilo koje druge akumulacijske hidroelektrane. Međutim, u slučaju da prirodnog dotoka u gornji akumulacijski bazen uopće nema, ili je pak nedovoljan za pretpostavljeni način rada, pojavljuje se potreba za crpljenjem vode iz donjeg akumulacijskog bazena u gornji.

Daljnja razmatranja znatno se olakšavaju ako se uvedu sljedeće tri pretpostavke. Prva je da u donjem bazenu, tj. na usisnoj strani u svakom trenutku stoje na raspolaganju dovoljne količine vode za crpljenje. U protivnom, neizvjesnost pojave dotoka i stanja donjeg akumulacijskog bazena mora se uključiti u ukupnu neizvjesnost ili rizik nedostatka vode. Druga je pretpostavka da se voda crpi u razdobljima malih opterećenja sustava, čime se želi izbjeći isključivanje iz pogona agregata u termoelektranama tijekom noći ili preko vikenda, ili kada je na bilo koji drugi način na raspolaganju jeftina energija za crpljenje. Treća pretpostavka vrijedi za slučaj pojave potrebe za brzim startom, a podrazumijeva sposobnost vrlo brzog prelaska iz stanja crpljenja punim opterećenjem u turbinski pogon punim opterećenjem. Kada je u pogonu, crpno-akumulacijska hidroelektrana treba proizvoditi uz maksimalno moguću snagu. Rad crpno-akumulacijske hidroelektrane planira se u ciklusima, najčešće tjednim, a način uključivanja u dijagram opterećenja prikazan je na slici 3.

Potrebu za crpljenjem određuju prirodni dotoci u gornji akumulacijski bazen i potrebna proizvodnja. Ako prirodnog dotoka nema, odnos energije crpljenja $E_{p,h}$ i proizvedene energije $E_{g,h}$ određen je izrazom:

$$E_{g,h} = \eta_h \cdot E_{p,h}, \quad (11)$$

gdje je:

$\eta_h = \eta_{p,h} \cdot \eta_{g,h}$ – stupanj korisnog djelovanja cilusa,
 $\eta_{p,h}$ – stupanj korisnog djelovanja crpljenja,
 $\eta_{g,h}$ – stupanj korisnog djelovanja proizvodnje električne energije.

4 THE IMPACT OF INFLOW DEFICIENCY RISK ON THE OPERATION OF PUMPED-STORAGE HYDRO POWER PLANTS

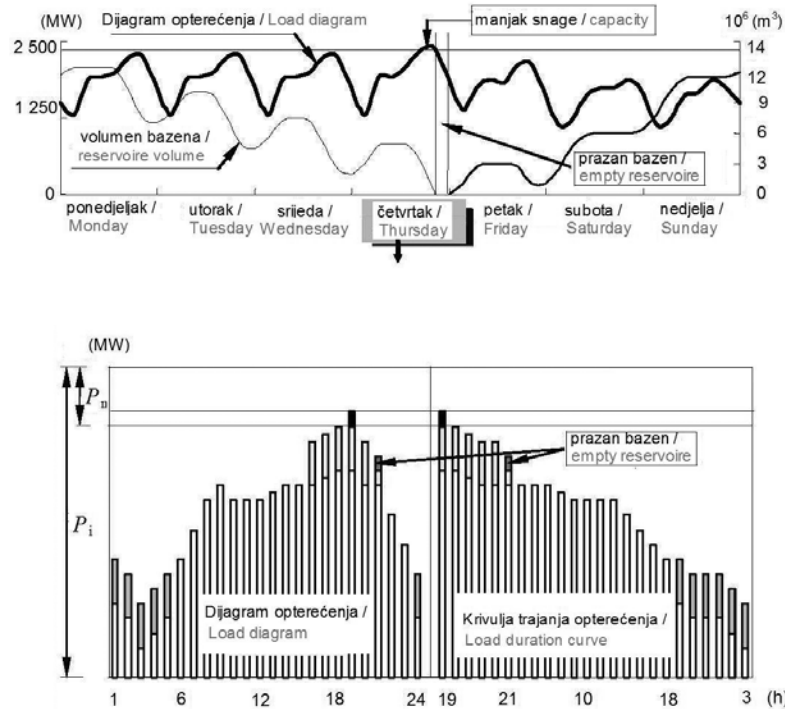
The operation of a pumped-storage hydro power plant in cases where the natural inflow into the upper storage reservoir equals or exceeds the operational requirements in peak load periods or the quick-start requirements does not differ from the operation of any other storage hydro power plant. However, in case of complete absence of natural inflow into the upper reservoir or if it does not suffice for the required operation regime, a need appears to pump water from the lower to the upper reservoir.

Further considerations will be much easier if the following three conditions are introduced. The first is that in the lower reservoir, i.e., on the suction side a sufficient amount of water for pumping is available at any time. Otherwise the uncertainty of inflow and the level of the lower reservoir must be included in the overall uncertainty or the water deficiency risk. The second condition is that water is pumped during low load periods, in order to avoid a shut-down of generator units in thermal power plants during the night or over weekends, or in situations when cheap pumping power is available from any other source. The third condition applies if there is a need for an instantaneous start and it implies a possibility of very rapid transition from full-load pumping operation to full-load turbine drive. When in operation, the pumped-storage hydro power plant should generate at maximum capacity. The operation of a pumped-storage hydro power plant is planned in cycles, mostly on a weekly basis. The way of its inclusion in the load diagram is shown in Figure 3.

Pumping requirements are determined by inflows into the upper reservoir and by the required output. In absence of the inflow, the relation of pumping power $E_{p,h}$ and generated energy $E_{g,h}$ is defined by the following expression:

where:

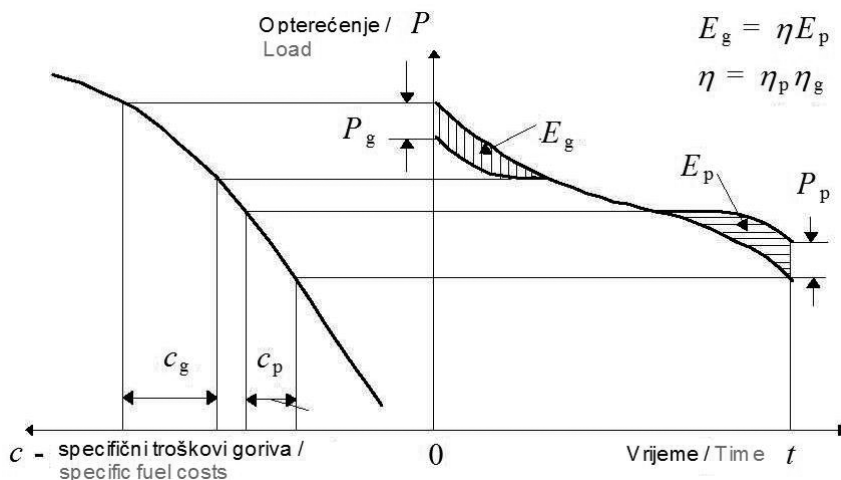
$\eta_h = \eta_{p,h} \cdot \eta_{g,h}$ – cycle efficiency rate,
 $\eta_{p,h}$ – pumping efficiency rate,
 $\eta_{g,h}$ – power generation rate.



Slika 3 – Uključivanje crpno-akumulacijske hidroelektrane u dijagram opterećenja
Figure 3 – Inclusion of pumped-storage hydro power plant in the load diagram

Energiju za crpljenje osiguravaju termoelektrane sustava nižih specifičnih troškova goriva. Proizvedena snaga crpno-akumulacijske hidroelektrane smješta se u sam vrh dijagrama opterećenja, da bi se proizvedenom energijom smanjila proizvodnja termoelektrana s višim specifičnim troškovima za gorivo (slika 4).

The pumping power is provided by thermal power plants with lower specific fuel costs. The generated power of a pumped-storage hydro power plant is placed on the very top of the load curve, so as to reduce the output of thermal power plants with higher specific fuel costs (Figure 4).



Slika 4 – Smještaj crpno-akumulacijske hidroelektrane u dijagramu opterećenja
Figure 4 – Location of the pumped-storage hydro power plant in the load diagram

Ekonomičan rad ostvaruje se ako je ispunjen uvjet:

Economical operation is achieved if the following condition is met:

$$c_p E_{p,h} \leq c_g E_{g,h}, \quad (12)$$

odnosno:

or:

$$c_p \leq c_g \eta, \quad (13)$$

gdje je:

where:

c_p - specifični troškovi goriva termoelektrana koje proizvode energiju za crpljenje,
 c_g - specifični troškovi goriva termoelektrana čija se proizvodnja smanjuje proizvodnjom crpnoakumulacijske hidroelektrane.

c_p - specific fuel costs in thermal power plants which provide power for pumping;
 c_g - specific fuel costs in thermal power plants whose output is diminishing through the output of pumped-storage hydro power plants.

Dakle, ekonomičan rad postiže se kada je povećana štednja promjenjivih pogonskih troškova, dobivena neopterećivanjem termoelektrana u vršnom dijelu krivulje trajanja opterećenja, jednaka ili veća od povećanih promjenjivih pogonskih troškova crpljenja, uzimajući pritom u obzir korisnost ciklusa. Time se uvjet (13) može napisati i u obliku:

Therefore, economical operation is achieved when the increased savings in variable fuel costs, obtained through reduced capacity of thermal power plants in the peak section of the load curve, equals or exceeds the increased variable pumping costs, taking into account the cycle efficiency. Thus the condition (13) can also be expressed as follows:

$$\Delta c_p \leq \eta \cdot \Delta c_g. \quad (14)$$

Rizik nedostatka vode javlja se zbog mogućnosti pojave nedovoljnog prirodnog dotoka, kao i nedostatka kapaciteta, tj. snage i energije za crpljenje. Tu treba uključiti i slučaj potrebe da se prekine crpljenje radi brzog pokrivanja iznenadnih manjkova snage u sustavu.

There is a water deficiency risk due to the possibility of inflow deficiency, as well as due to the lack of capacity, i.e., capacity and power required for pumping. Another contingency to be taken into account is a sudden need to discontinue the pumping operation in order to make up quickly for sudden power shortages in the system.

Osnovni model za uključivanje crpno-akumulacijske hidroelektrane u model pouzdanosti elektroenergetskog sustava jest model vršne jedinice kojoj se u učestalosti kvarova pri startu, koji znače nemogućnost preuzimanja opterećenja, i učestalosti kvarova tijekom pogona, uključuju rizici nedostatka vode. Zbog vrlo male učestalosti kvarova takvih postrojenja, moguća je i potpuna zamjena učestalosti kvarova učestalostima pojave nedostatka vode. Pritom se u razmatranja moraju uključiti kriteriji rada koji mogu biti samo ekonomski, samo sigurnosni, ili kombinacija obaju.

The basic model for the inclusion of pumped-storage hydro power plants in the power system reliability and availability model is the peak unit model to which water deficiency risks are added in the transition rate of start operation incurred failures, resulting in the inability to take over the load, and in the transition rate of drive operation incurred failures. Owing to a very low failure transition rate in such plants, it is possible to wholly replace the failure transition rate by the water deficiency transition rate. In such considerations operation criteria must be included which may be exclusively economic or exclusively safety-related, or a combination of both.

Čisto ekonomski pristup moguć je kada u sustavu postoje raspoloživi i drugi kapaciteti koji mogu preuzeti opterećenje prema kriteriju ekonomičnosti. Kriteriji ekonomičnosti navedeni su ranije.

A purely economic approach is possible when there are other capacities available in the system that can take over the load in accordance with the criteria

Čisto sigurnosni pristup najčešće je vezan za slučajeve kada je sveukupni raspoloživi kapacitet sustava nizak, te se, bez obzira na troškove, traži cjelokupni kapacitet crpno-akumulacijske hidroelektrane. Razlog je za to potreba da se pokrije što veći iznos nedostajućeg opterećenja. Crpno-akumulacijska hidroelektrana zauzima posljednje mjesto u listi prioriteta kako bi se voda držala raspoloživom koliko god je to moguće. S druge strane, voda se koristi do potpunog pražnjenja gornjeg bazena, kada se manjak snage u sustavu povećava za cjelokupnu snagu hidroelektrane. Ponovno punjenje gornjeg bazena vrši se opterećenjem prve raspoložive termoelektrane bez obzira na njezin tip ili specifične troškove proizvodnje. Time se izazivaju visoki dodatni troškovi u sustavu.

Treći slučaj kombinacija je prethodna dva, a u osnovi predstavlja nastojanje da se smanje troškovi u sustavu i da se izbjegne potpuni gubitak kapaciteta crpno-akumulacijske hidroelektrane. To se postiže planiranjem rada prilagođenog zahtjevima svakog pojedinog pogonskog slučaja. Za isti ukupni iznos neisporučene energije preraspodjelom nepokrivenog opterećenja tijekom sati vršnog opterećenja dobije se niz stanja kada potrebe sustava nisu u potpunosti pokrivene, ali su njihove amplitude i trajanja puno niža, što je i prihvatljivije za sustav. Pokraj toga, smanjuje se i proizvodnja termoelektrana s najvišim proizvodnim troškovima, a isto tako i broj potpunih pražnjenja gornjeg bazena. Potpunim pražnjenjem gornjeg bazena gubi se mogućnost pokrivanja dinamičkih obveza kao što su rotirajuća ili pripravna rezerva, regulacija snage i frekvencije. Takve obveze utječu na nastanak rizika nedostatka vode, ali na bitno različit način. Naime, kod rotirajuće rezerve ili brzog starta trošenje vode znatno je smanjeno ili traje vrlo kratko, za razliku od regulacije koja traži kontinuiran pogon tijekom dužeg razdoblja i znatniji utrošak vode. U tom drugom slučaju, da bi se smanjio rizik nedostatka vode koji se pojavljuje zbog znatnijih pražnjenja, prelazi se na pristup koji znači veće troškove u sustavu.

Kada se odredi osnovni pristup planiranju, tj. pogonu crpno-akumulacijske hidroelektrane, ostaje još odrediti osnovne parametre modela za simulacijski postupak proračuna pouzdanosti. Ti su parametri u prvom redu ovisni o postojanju prirodnog dotoka, a to znači o njegovom stohastičkom karakteru. Kada u gornji bazen dotječe dovoljno vode iz prirodnog dotoka, pogon se tretira kao pogon akumulacijske hidroelektrane. Međutim, kada tog dotoka nema ili nije dovoljan, ukupna proizvodnja crpno-akumulacijske hidroelektrane neovisna je o promjenjivim količinama vode iz dotoka, što ne vrijedi i za energiju crpljenja vode u gornji bazen

of economic feasibility. The economic criteria were mentioned earlier.

A purely safety-motivated approach is mostly associated with the cases where the overall available capacity of the system is low, so that, regardless of costs, the total capacity of a pumped-storage hydro power plant is sought. The reason for it is the need to cover the greatest possible amount of the missing load. Pumped-storage hydro power plants are placed at the bottom of the priority list in order to keep water available as long as possible. On the other hand, water is used up to the total discharge of the upper reservoir when power shortage in the system is increased by the hydro plant's total power. Refilling of the upper reservoir is done by loading the first thermal power plant available regardless of its type or specific generation costs. This involves high extra costs in the system.

The third case is a combination of the above mentioned two cases and is basically an attempt to reduce system costs and to avoid a complete loss of capacity of the pumped-storage hydro power plant. That can be achieved with operation planning adapted to the requirements of each particular operation case. For the same total amount of undelivered energy, through redistribution of uncovered load during the peak load hours a series of states are obtained where the system needs are not fully met, but their amplitudes and duration are much lower, which is more acceptable for the system. In addition, the output of thermal power plants with the highest generation costs is decreased, and so is the number of upper reservoir depletions. Upon complete depletion of the upper reservoir the possibility is lost to cover dynamic obligations such as the spinning reserve or stand-by reserve, capacity and frequency regulation. Such obligations have an impact on the occurrence of water deficiency risk, but in an entirely different way. Namely, in using the spinning reserve or the instantaneous start water consumption is much lower or takes a very short time, unlike the regulation which requires continuous operation over a longer period of time and more water consumption. In the latter case, in order to lower the water deficiency risk resulting from significant discharges the approach is taken which involves higher system costs.

Once the basic approach to planning, i.e., to the pumped-storage hydro power plant operation has been defined, what still remains to be defined are the basic parameters of the reliability calculation simulation model. These parameters depend in the first place on the natural inflow, in other words, on its stochastic character. When enough water flows into the upper reservoir from the natural inflow, the drive is treated as a drive of the storage hydro power plant. However, in absence of that inflow, or if it is insufficient, the total output of the pumped-storage hydro power plant is independent of the variable quantities

koju trebaju osigurati ostale elektrane u sustavu. Za tu energiju vrijedi razdioba vjerojatnosti uvjetovana prirodnim dotokom.

Maksimalna snaga crpno-akumulacijske hidroelektrane u generatorskom pogonu iznosi:

of inflow water, which does not apply to the energy of water pumping into the upper reservoir to be provided by other power plants in the system. What applies to this energy is probability distribution determined by the natural inflow.

Maximum capacity of a pumped-storage hydro power plant in the generator operation mode is:

$$P_{g,max} = 9,81 Q_A \cdot H_n \cdot \eta_t \cdot 10^{-3} \text{ [MW]}, \quad (15)$$

gdje je:

H_n – neto pad [m],
 $H_p = \alpha \cdot H_b$,
 H_b – bruto pad [m],
 α – omjer neto i bruto pada,
 η_t – stupanj korisnog djelovanja u turbinskom pogonu.

Snaga crpljenja potrebna za maksimalni protok crpljenja $Q_{p,max}$ iznosi:

where:

H_n – net fall [m],
 $H_p = \alpha \cdot H_b$,
 H_b – gross fall [m],
 α – net-gross fall ratio,
 η_t – efficiency rate in turbine drive.

Pumping capacity required for maximum pump flow $Q_{p,max}$ is:

$$P_{p,max} = 9,81 \cdot Q_{p,max} \cdot H_b \frac{1}{\eta_p} 10^{-3} \text{ [MW]}, \quad (16)$$

gdje je:

$Q_{p,max}$ – maksimalni protok crpki [m^3/s],
 η_p – stupanj korisnog djelovanja u crpnom pogonu.

Budući da se rad crpno-akumulacijske hidroelektrane u osnovi planira u tjednim ciklusima, tjedni iznos energije koja se bez prirodnog dotoka može proizvesti maksimalnom snagom u turbinskom pogonu iznosi:

where:

$Q_{p,max}$ – maximum pump flow [m^3/s],
 η_p – efficiency rate in pump operation mode.

As the operation of a pumped-storage hydro power plant is planned in weekly cycles, the weekly amount of power that can be generated without natural inflow at maximum capacity in turbine drive is:

$$W_{vt,max} = P_{g,max} r t_{vt} \cdot 10^{-3} \text{ [GWh]}, \quad (17)$$

gdje je:

r – broj radnih dana u tjednu,
 t_{vt} – maksimalno moguće trajanje korištenja maksimalne snage u turbinskom pogonu, bez obzira na eventualnu dodatnu proizvodnju iz prirodnog dotoka.

Energiju za crpljenje osiguravaju ostale elektrane sustava, i to u razdoblju malih opterećenja čije trajanje određuje sljedeći izraz:

where:

r – working days in a week,
 t_{vt} – maximum possible duration of using maximum capacity in turbine drive regardless of possible additional generation from natural inflow

Power for pumping is provided from other plants in the system in low-load periods, the duration of which is defined by the following expression:

$$T_m = T - r t_v = 24(r + n) - r t_v, \quad (18)$$

gdje je:

T – trajanje ciklusa (168 sati za tjedan),
 n – broj neradnih dana u ciklusu,
 t_v – trajanje vršnih opterećenja u radnom danu.

U slučaju da nema prirodnog dotoka, količina vode koja se traži u turbinskom pogonu mora biti jednaka količini vode koja je crpljenjem dovedena u gornji bazen, tako da je maksimalni protok crpki određen izrazom:

where:

T – cycle duration (168 hours per week),
 n – number of non-working days in a cycle,
 t_v – peak load duration on a working day

In absence of natural inflow, the amount of water required in turbine drive must be equal to the amount of water brought by pumping to the upper reservoir, so that maximum pump flow is defined by the expression:

$$Q_{p,\max} = Q_A \frac{r t_{vt}}{24(r + n) - r t_v}, \quad (19)$$

gdje je:

Q_A – maksimalni protok turbina (veličina izgradnje) [m³/s],

To znači da su veličine $Q_{p,\max}$ i $P_{p,\max}$ ovisne o obliku dijagrama opterećenja, odnosno o načinu rada hidroelektrane. Tjedna količina energije potrebna za crpljenje vode u gornji bazen iznosi:

where:

Q_A – maximum turbine flow (designed size) [m³/s],

This means that the values $Q_{p,\max}$ and $P_{p,\max}$ are determined by the shape of the load diagram, i.e., the hydro power plant's operation mode. The weekly amount of power required for water pumping into the upper reservoir is:

$$W_{p,\max} = P_{p,\max} T_m 10^{-3} = 9,81 Q_A H_b \frac{1}{\eta_p} r t_v 10^{-6} \text{ [GWh]}. \quad (20)$$

Pomoću izraza (16) dobije se:

With expression (16) the following is obtained:

$$W_{p,\max} = \frac{P_{g,\max} r t_{vt} 10^{-3}}{\eta_t \eta_p \alpha} = \frac{W_{vt,\max}}{\eta_t \eta_p \alpha} \text{ [GWh]}. \quad (21)$$

Ako postoji prirodni dotok u gornji bazen, on će se nastojati iskoristiti uz maksimalnu snagu hidroelektrane, a trajanje takvog rada određuje se iz uvjeta jednakosti količine vode koja dotječe tijekom ciklusa (tjedna) i količine vode kojom se proizvodi energija uz maksimalni protok. Dakle:

If there is a natural inflow into the upper reservoir, an attempt will be made to use it at maximum capacity of the hydro power plant, and the duration of such operation will be determined based on the equal amount of water coming in during a cycle (week) and the amount of water used for generating electricity at maximum flow. Hence:

$$t_{va} = \frac{24(r + n)Q}{r Q_A}. \quad (22)$$

Tijekom t_{vt} sati proizvodi se energija dijelom iz prirodnog dotoka, a dijelom crpljenjem vode u gornji akumulacijski bazen. Kada je $t_{va} < t_{vt}$, crpljenje je potrebno u trajanju $t_{vt} - t_{va}$ sati, i to za proizvodnju maksimalnom snagom. Iz prirodnog dotoka proizvodi se energija:

$$W_{va} = P_{g,max} r t_{va} 10^{-3} \text{ [GWh]}, \quad (23)$$

a iz vode koja je crpljena:

and electricity from pumped water:

$$W_{pa} = P_{g,max} r (t_{vt} - t_{va}) 10^{-3} = W_{vt,max} - W_{va} \text{ [GWh]}. \quad (24)$$

Protok crpki je:

The pump flow is:

$$Q_p = Q_A \frac{r(t_{vt} - t_{va})}{24(r+n) - r t_v}. \quad (25)$$

Za taj protok potrebna je snaga crpki:

This flow requires the following pump capacity:

$$P_p = 9,81 Q_p H_b \frac{1}{\eta_p} 10^{-3} \text{ [MW]}. \quad (26)$$

Iz prethodnog slijedi ovisnost snage crpki o prirodnom dotoku:

Dependence of pump capacity on the natural inflow can be derived from the foregoing:

$$\begin{aligned} P_p &= \frac{9,81 H_b Q_A r t_{vt} 10^{-3}}{\eta_p [24(r+n) - r t_v] \alpha} - \frac{9,81 H_b 24(r+n) 10^{-3}}{\eta_p [24(r+n) - r t_v] \alpha} Q \\ &= \frac{P_{g,max} r t_{vt}}{\eta_t \eta_p T_m \alpha} - \frac{P_{g,max} 24(r+n)}{Q_A \eta_t \eta_p T_m \alpha} Q \end{aligned} \quad (27)$$

Za pretpostavljene konstantne bruto padove i stupnjeve korisnog djelovanja ta ovisnost je linearna i može se napisati u obliku:

For the assumed constant gross falls and efficiency rates the said dependence is linear and can be expressed as follows:

$$P_p = C_1 - C_2 Q \text{ [MW]}, \quad (28)$$

gdje su :

where:

C_1 , C_2 – parametri ovisnosti snage crpki pumpno-akumulacijske hidroelektrane o prirodnom dotoku.

C_1 , C_2 – parameters of pump capacity dependence on natural inflow.

Funkcija $P_p = f(Q)$ prikazana je na slici 5. Za više crpki radi se o familiji krivulja. Konstantni dio krivulje nastaje kao posljedica toga što je za slučaj $i < n$ i crpki u pogonu, te protok $Q \leq Q_i^{(i)}$ na raspolaganju samo snaga $P_{Mp,i}$ kojom se dodatno crpi voda da bi se postigla zahtijevana proizvodnja $W_{vt,max}$. Potrebna energija za crpljenje iznosi:

Function $P_p = f(Q)$ is shown in Figure 5. More pumps make a family of curves. The constant section of the curve is a result of the fact that for the case $i < n$ pumps in operation, and the flow $Q \leq Q_i^{(i)}$ only $P_{Mp,i}$ capacity is available used for additional water pumping so as to achieve the required output $W_{vt,max}$. Power required for pumping is:

$$W_{pm} = P_p T_m 10^{-3} = 9,81 Q_A H_b \frac{1}{\eta_p} r (t_{vt} - t_{va}) 10^{-6} \quad [\text{GWh}]. \quad (29)$$

$$= \frac{P_{g,max} r (t_{vt} - t_{va}) 10^{-3}}{\eta_t \eta_p \alpha} = \frac{1}{\eta_t \eta_p \alpha} (W_{vt,max} - W_{va})$$

Ako je prirodni dotok u gornji akumulacijski bazen takav da omogućava korištenje maksimalne snage i duže od vremena t_{vt} , $t_{va} > t_{vt}$, crpljenje nije potrebno.

If the natural inflow into the upper reservoir suffices to allow the use of maximum capacity for periods longer than t_{vt} , $t_{va} > t_{vt}$, no pumping will be necessary.

Nakon što je određena ukupna potrebna proizvodnja crpno-akumulacijske hidroelektrane $W_{vt,max}$, neizvjesnost pojave dotoka u gornji bazen zapravo ima utjecaja samo na potrebnu energiju crpljenja koju osiguravaju ostale elektrane sustava. Za tu energiju može se uzeti da ima prirodnim dotokom uvjetovanu razdiobu vjerojatnosti. Energiju za crpljenje proizvode ostale elektrane sustava, i to tijekom razdoblja minimalnih opterećenja, zbog čega dijagram opterećenja sustava raste za iznos ispadima uvjetovane snage crpljenja. Time se modificira dijagram opterećenja, što znači da model opterećenja treba prilagoditi novonastaloj situaciji.

After determining the total required output of the pumped-storage hydro power plant, $W_{vt,max}$, the uncertainty of inflow into the upper reservoir has an impact only on power required for pumping provided from other plants within the system. It can be assumed that power has a probability distribution determined by the natural inflow. It can be assumed that this power has a probability distribution determined by natural inflows. Power for pumping is generated by other plants in the system during the periods of minimum load. For that reason the system load diagram is rising by the amount of outage-determined pumping capacity. The load diagram is thereby modified, which means the load model should be adjusted to the newly arisen situation.

Razdioba vjerojatnosti prirodnog dotoka ranije je detaljno obrađena. Moguća proizvodnja računa se prema izrazu:

The natural inflow probability distribution has already been described above in detail. Possible output is calculated by means of the following expression:

$$W_{va} = \frac{W_{vt,max}}{Q_A} Q \quad [\text{GWh}]. \quad (30)$$

Iz razdiobe vjerojatnosti prirodnog dotoka i ovisnosti [30] formira se funkcija gustoće vjerojatnosti $f(W_{va})$, tj. funkcije gustoće vjerojatnosti proizvodnje crpno-akumulacijske hidroelektrane isključivo koristeći prirodni dotok. Vjerojatnost da se ta proizvodnja nalazi u intervalu $[W'_{va}, W'_{va} + \Delta W_{va}]$ jednaka je vjerojatnosti pojave dotoka iz intervala $[Q', Q' + \Delta Q]$, dakle:

From the natural inflow probability distribution and dependency [30] the probability density function $f(W_{va})$ is formed, i.e., the probability density function of the output of the pumped-storage hydro power plant by using the natural inflow only. The probability that such generation is situated in the interval $[W'_{va}, W'_{va} + \Delta W_{va}]$ equals the probability of inflow from the interval $[Q', Q' + \Delta Q]$, hence:

$$\frac{[P(Q' < Q \leq Q' + \Delta Q) \approx f(Q)\Delta Q]}{[P(W'_{va} < W_{va} \leq W'_{va} + \Delta W_{va}) \approx f(W_{va})\Delta W_{va}]} = \quad (31)$$

Funkcija gustoće proizvodnje hidroelektrane iz prirodnog dotoka ima oblik:

The density function of pumped-storage hydro power plant generation from the natural inflow is shaped as follows:

$$f(W_{va}) = \frac{f(Q)\Delta Q}{\Delta W_{va}} \approx \frac{P(Q' < Q \leq Q' + \Delta Q)}{\Delta W_{va}} . \quad (32)$$

Dotok Q_t za proizvodnju energije $W_{vt,max}$ tijekom sati t_{vt} računa se pomoću izraza:

Inflow Q_t for output $W_{vt,max}$ over t_{vt} hours is calculated by means of the following expression:

$$Q_t = Q_A \frac{W_{vt,max}}{P_{g,max} 24(r+n)10^{-3}} = Q_A \frac{r t_{vt}}{24(r+n)} . \quad [m^3/s]. \quad (33)$$

Funkcija gustoće vjerojatnosti proizvodnje crpno-akumulacijske hidroelektrane iz vode koja je crpljenjem dovedena u gornji bazen određuje se iz jednakosti vjerojatnosti energija koje povezuju izrazi (23) i (24). Ta jednakost ima oblik:

The probability density function of pumped-storage hydro power plant generation from water pumped into the upper reservoir is determined from the probability equality of powers linked by expressions (23) and (24). That equality has the following form:

$$\begin{aligned} [P(W'_{va} < W_{va} \leq W'_{va} + \Delta W_{va}) \approx f(W_{va})\Delta W_{va}] \\ = [P(W'_{pa} < W_{pa} \leq W'_{pa} + \Delta W_{pa}) \approx f(W_{pa})\Delta W_{pa}] . \end{aligned} \quad (34)$$

Funkcija gustoće vjerojatnosti energije dobivene crpljenjem vode u gornji bazen sada glasi:

The probability density function of power obtained by pumping water into the upper reservoir now reads as follows:

$$f(W_{pa}) = \frac{f(W_{va})\Delta W_{va}}{\Delta W_{pa}} \approx \frac{P(W'_{va} < W_{va} \leq W'_{va} + \Delta W_{va})}{\Delta W_{pa}} . \quad (35)$$

Potrebno je odrediti i odgovarajuće funkcije potrebne energije crpljenja $f(W_{pm})$. Ovisnost potrebne energije za crpljenje o energiji iz prirodnog dotoka određuje izraz (29). Prema tom izrazu, razlika u odnosu na proizvedenu energiju korištenjem crpljene vode samo je u konstantnom faktoru, odnosno koeficijentu smjera različitom od jedinice, tako da vrijede slična razmatranja. Dakle, prethodni izrazi za vjerojatnost i funkciju gustoće vjerojatnosti mogu se pisati i u obliku:

It is also necessary to determine the corresponding functions of required pumping energy $f(W_{pm})$. The dependence of the required pumping power on natural inflow energy is defined by expression (29). According to it, the difference in relation to power generated by using the pumped water lies only in the constant factor, in other words, in a direction coefficient other than one, so that similar considerations apply. Therefore, the foregoing expressions for probability and for the probability density function can also be expressed as follows:

$$\begin{aligned} [P(W'_{va} < W_{va} \leq W'_{va} + \Delta W_{va}) \approx f(W_{va})\Delta W_{va}] \\ = [P(W'_{pm} < W_{pm} \leq W'_{pm} + \Delta W_{pm}) \approx f(W_{pm})\Delta W_{pm}] , \end{aligned} \quad (36)$$

$$f(W_{pm}) = \frac{f(W_{va})\Delta W_{va}}{\Delta W_{pm}} \approx \frac{P(W'_{va} < W_{va} \leq W'_{va} + \Delta W_{va})}{\Delta W_{pm}} . \quad (37)$$

Potrebna snaga crpljenja crpno-akumulacijske hidroelektrane kad postoji prirodni dotok u gornji akumulacijski bazen ovisi o količini vode koja dotječe, ali i o ispadima uvjetovanoj raspoloživoj snazi crpki. Podloge za razmatranja ispadima su uvjetovana raspoloživa snaga za crpljenje određena na temelju vjerojatnosti ispada crpki prema osnovnom modelu jedinica za crpno-akumulacijski pogon i razdioba vjerojatnosti dotoka. Budući da se cijela hidroelektrana tretira kao komponenta sustava, a da se u pravilu sastoji od više agregata iste snage P_0 , diskretna funkcija gustoće $f_p(P_p)$ bit će višestupanjska. Raspoloživa snaga hidroelektrane za crpljenje, uvjetovana ispadima agregata distribuirana je po binomnoj razdiobi.

Raspoloživa snaga crpljenja ima diskretnu funkciju gustoće vjerojatnosti, koja primjenom Diracove funkcije poprima oblik:

$$f_p(P_{MP,i}) = P(P_{MP,i}) \delta(P_{MP} - P_{MP,i}); \quad i = 0, 1, 2, \dots, n, \quad (38)$$

gdje je :

i – indeks stupnja snage crpljenja ili broj crpki spremnih za pogon,
 $P(P_{MP,i})$ – vjerojatnost stupnja snage.

Svakom opsegu snage od ukupno n crpki hidroelektrane pridodaje se m stupnjeva snage. Uz pretpostavku konstantnosti bruto padova i stupnjeva korisnog djelovanja, moguća su dva slučaja. Prvi je da su broj crpki spremnih za pogon i njihova snaga dovoljni za crpljenje one količine vode u gornji akumulacijski bazen s kojim će se uz vodu iz prirodnog dotoka moći proizvesti potrebna energija iz crpno-akumulacijske hidroelektrane $W_{vt,max}$. Na krivulji $P_p = f(Q)$ (slika 5) za rastuće dotoke to znači nalaženje na njezinom padajućem dijelu.

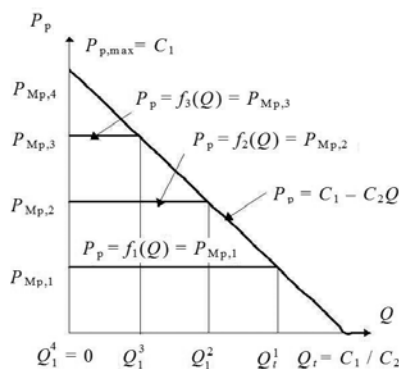
The required pump capacity of a pumped-storage hydro power plant, given a natural inflow into the upper reservoir, depends on the amount of incoming water but also on the available outage-determined pump capacity. Considerations are based on the outage-determined available pump capacity determined on the basis of pump outage probability according to the basic pumped-storage unit model and the inflow probability distribution. Given the fact that the whole hydro power plant is treated as a component of the system and that, as a rule, it consists of a number of generating units of the same capacity P_0 , the discrete density function $f_p(P_p)$ will be a multi-stage function. The hydro power plant capacity available for pumping, determined by generator unit outages, is binomially distributed.

The available pumping capacity has a discrete probability density function which by applying the Dirac function assumes the following shape:

where:

i – index of pumping capacity rate or the number of pumps ready for operation,
 $P(P_{MP,i})$ – capacity rate probability.

To each capacity volume of n pumps of the hydro power plant m capacity rate is added. Assuming that gross falls and efficiency rates are constant, two scenarios are possible. The first is that the number of pumps ready for operation and their capacities are sufficient for pumping as much water as necessary together with the natural inflow water to generate required electricity $W_{vt,max}$ from the pumped-storage hydro power plant. On the curve $P_p = f(Q)$ (Figure 5) for growing inflows it means the position in its falling section.



Slika 5 – Familija krivulja $P_p = f(Q)$
 Figure 5 – Family of curves $P_p = f(Q)$

Treba, dakle, odrediti vjerojatnost da snaga crpljenja uvjetovana ispadima i dotokom leži unutar pojedinih opsega snage i , tj. u intervalu s graničnim vrijednostima $P_{p,i,j}$ i $P_{p,i,j+1}$. Ta vjerojatnost jednaka je vjerojatnosti da je ispadima uvjetovana snaga crpljenja P_{MP} najmanje tolika koliko je potrebno za crpljenje količine vode Q_p , ovisne o dotoku Q koji se nalazi u intervalu s granicama $Q_{i,j}$ i $Q_{i,j+1}$. Tim graničnim vrijednostima dotoka odgovaraju stupnjevi snage crpljenja $P_{p,i,j}$ i $P_{p,i,j+1}$, a ovisnost je zadana linearnim dijelom krivuljev $P_p = f(Q)$. Budući da su događaji međusobno neovisni, vjerojatnost složenog događaja jest:

Therefore, what should be determined is the probability that the pump capacity determined by inflows and outages lies within certain capacity volumes and in the interval with the marginal values $P_{p,i,j}$ and $P_{p,i,j+1}$. Such a probability is equal to the probability that the outage-determined pump capacity P_{MP} is at least as high as required for pumping the amount of water Q_p , dependent on inflow Q placed in the interval within margins $Q_{i,j}$ and $Q_{i,j+1}$. These marginal inflow values are matched by pump capacity rates $P_{p,i,j}$ and $P_{p,i,j+1}$, whereas dependence is given by the linear section of the curve $P_p = f(Q)$. As the events are interdependent, the probability of a complex event is:

$$P'(P_{p,i,j} < P_p \leq P_{p,i,j+1}) = P(P_{MP} \geq P_{MP,i}) \cdot P(Q_{i,j} < Q \leq Q_{i,j+1})$$

$$i = 0, 1, 2, \dots, n$$

$$j = 1, 2, \dots, m.$$
[39]

Funkcija razdiobe snage crpljenja glasi:

The pump capacity distribution function reads:

$$F'(P_{p,i,j+1}) - F'(P_{p,i,j}) = F^*(P_{MP,i}) [F^*(Q_{i,j}) - F^*(Q_{i,j+1})]$$

$$i = 0, 1, 2, \dots, n$$

$$j = 1, 2, \dots, m.$$
[40]

Vrijednost funkcije razdiobe na mjestu $(i, j+1)$ iznosi:

The value of the distribution function at the position $(i, j+1)$ is:

$$F'(P_p) = F'(P_{p,i,j+1}) = F^*(P_{MP,i}) [F^*(Q_{i,j}) - F^*(Q_{i,j+1})] + F'(P_{p,i,j})$$

$$i = 0, 1, 2, \dots, n$$

$$j = 1, 2, \dots, m.$$
[41]

U drugom slučaju, od ukupno n crpki za pogon je spremno i crpki, ali njihovi protoci nisu dovoljni da bi se uz prirodni dotok osigurala dovoljna količina vode potrebna da bi hidroelektrana proizvela količinu energije $W_{vl,max}$. Količine vode koje dotječu prirodnim dotokom manje su ili jednake od količina koje odgovaraju snagama crpki u pogonu $P_{MP,i}$, što znači da vrijedi konstantni dio funkcije $P_p = f(Q)$ na slici 5. Za svaki stupanj snage i vrijedi posebna karakteristika $P_p = P_{MP,i} = konst.$ U tom slučaju raspoložive crpke rade punim opterećenjem $P_{MP,i}$. Stupnjevi snage crpljenja uvjetovani ispadima i dotokom su:

In the second scenario, out of n pumps i pumps are ready for operation, but their flows are not sufficient to provide enough water together with natural inflows required for the hydro power plant to generate electricity in the amount of $W_{vl,max}$. The amounts of water from natural inflow are below or equal to the amounts corresponding to pump capacities in operation, $P_{MP,i}$ meaning that the constant section of function $P_p = f(Q)$ (Figure 5) applies. To each capacity degree a specific characteristic $P_p = P_{MP,i} = konst.$, applies. In that case the available pumps operate at full load $P_{MP,i}$. The outage-determined pump capacity rates and inflows are:

$$P_{p,i} = P_{MP,i} = i P_0, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n.$$

Zbog neovisnosti događaja, vjerojatnost nastupanja tih diskretnih stupnjeva snage jednaka je produktu vjerojatnosti pojedinačnih događaja, dakle:

Due to the independence of events, the probability of the occurrence of these discrete capacity rates equals the product of probability of single events, hence:

$$P^n(P_{p,i}) = P(P_{MP} = P_{MP,i}) \cdot P\{Q \leq [Q_t^{(i)} = f^{-1}(P_{MP,i})]\}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n. \quad (42)$$

Funkcija gustoće i funkcija razdiobe vjerojatnosti za taj slučaj na mjestu i jest:

The density function and the probability distribution function for this case at position i is:

$$f^n(P_{p,i}) = f(P_{MP,i}) \cdot F[Q_t^{(i)} = f^{-1}(P_{MP,i})], \quad i = 0, 1, 2, \dots, n-1, \quad (43)$$

$$F^n(P_p) = \sum_{i=0}^l f^n(P_{p,i}), \quad za \quad P_{p,i} \leq P_p < P_{p,i+1}; \quad l = 0, 1, 2, \dots, n-1. \quad (44)$$

$Q = f^{-1}(P_p)$ inverzna je funkcija funkcije prema izrazu (28).

$Q = f^{-1}(P_p)$ is an inverse function of the function according to expression (28).

Dva prethodno navedena slučaja pojave snage crpljenja crpno-akumulacijske hidroelektrane uvjetovane dotokom i ispadima međusobno su isključiva, tako da je vjerojatnost da se snaga crpljenja nalazi unutar intervala s graničnim vrijednostima $P_{p,i,j}$ i $P_{p,i,j+1}$ jednaka sumi vjerojatnosti prema izrazima (39) i (42). Funkcija razdiobe vjerojatnosti snage crpljenja jest:

The above two scenarios of the inflow- and out- age-determined pumped-storage hydro plant's pumping power are mutually exclusive, so that the probability that the pump capacity is situated within the interval within marginal values $P_{p,i,j}$ and $P_{p,i,j+1}$ equals the sum of probabilities according to (39) and (42). The probability distribution function of pumping capacity is:

$$F(P_p) = F'(P_p) + F^n(P_p). \quad (45)$$

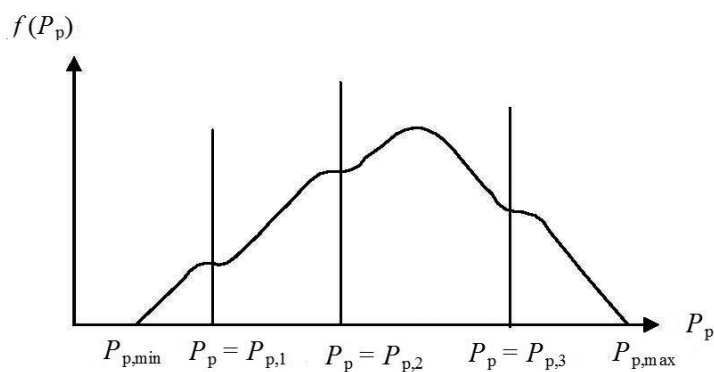
Iz funkcije razdiobe slijedi funkcija gustoće vjerojatnosti:

The probability density function follows from the distribution function:

$$f(P_p) = \frac{dF(P_p)}{dP_p}. \quad (46)$$

Na mjestima $P_{p,i}$ pojavljuju se diskretni skokovi čija je visina određena izrazom (43) (slika 6).

On locations $P_{p,i}$ discrete leaps appear whose height is defined by expression (43) (Figure 6).



Slika 6 – Funkcija gustoće vjerojatnosti ispadima i dotokom uvjetovane snage crpljenja
 Figure 6 – Probability density function of outage and inflow determined pumping capacity

Funkcija gustoće vjerojatnosti mora zadovoljavati uvjet:

The probability density function must meet the following requirement:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(P_p) dP_p = \int_0^{P_{p,max}} f(P_p) dP_p = 1 . \quad (47)$$

Kod uključivanja crpno-akumulacijske hidroelektrane u model za proračun pouzdanosti potrebno je razmatrati i slučajeve koji mogu izazvati promjene u načinu rada tih postrojenja, a dolaze isključivo od strane sustava. Prvi je takav slučaj nemogućnost sustava da osigura dovoljno snage i energije za crpljenje vode u gornji akumulacijski bazen. Time se neposredno povećava rizik nedostatka vode. Drugi se pojavljuje kao posljedica iznenadne pojave manjka snage u sustavu koji izaziva potrebu da hidroelektrana kao jedinica s mogućnošću brzog starta kratkotrajno prekine crpljenje vode u gornji akumulacijski bazen i prijeđe u turbinski pogon, tj. preuzme dio ispalog opterećenja ostalih elektrana sustava. U tom drugom slučaju smatra se da hidroelektrana može vrlo brzo promijeniti način rada, te da će u turbinskom pogonu ostati sve dok se na drugi način ne pokrije ispalno opterećenje. Uz nedovoljno crpljenje javlja se i dodatni neplanirani potrošak vode iz gornjeg akumulacijskog bazena. U tom slučaju rizik nedostatka vode povećava se ako se ne može relativno brzo, tj. već tijekom istog ciklusa nadoknaditi taj dodatni neplanirani potrošak vode. Isti učinak ima i nemogućnost da se osigura snaga i energija za crpljenje zbog znatnog povećanja troškova. Rad u regulaciji normalno je pogonsko stanje koje znači i dugotrajniji potrošak vode.

When pumped-storage hydro power plants are included in the reliability calculation model it is also necessary to consider the cases which may bring about changes in the operation mode of such plants and which come exclusively from the system itself. The first such case is the system's inability to provide enough power for pumping water into the upper reservoir. This directly heightens the water deficiency risk. The second case occurs as a result of a sudden capacity shortage in the system creating a need that the hydro power plant as a unit with instantaneous start capacity discontinues water pumping into the upper reservoir for a short while and switches over to turbine drive, i.e., takes over a part of outage load of other plants in the system. In that second case the hydro power plant is deemed able to change the operation mode very quickly and stay in turbine drive as long as the load shortage is covered from other sources. In addition to insufficient pumping there is the additional unplanned water consumption from the upper reservoir. In that case the water deficiency risk increases if it is not possible to make up relatively quickly for such additional unplanned water consumption, i.e., already during the same cycle period. The same effect also comes from the inability to secure capacity and power for pumping due to significantly increased costs. The regulation operation is a normal condition, and that means prolonged water consumption.

5 ZAKLJUČAK

Razvijen je model za proračun pouzdanosti i raspoloživosti crpno-akumulacijske hidroelektrane. Razvijeni su kriteriji, mjerila i pokazatelji vrednovanja i iskazivanja razine pouzdanosti i raspoloživosti crpno-akumulacijske hidroelektrane uključujući i odgovarajuće rizike nedostatka dotoka i stanja zaliha vode u gornjem i donjem akumulacijskom bazenu, te njihova uključivanja u programske sustave za operativna planiranja rada elektroenergetskog sustava. Razvijeni modeli uzimaju u obzir složenost radnog ciklusa i jaku uvjetovanost ulaska u pogon i načina rada crpno-akumulacijske hidroelektrane o prilikama u elektroenergetskom sustavu, te načinu rada i specifičnim troškovima proizvodnje ostalih proizvodnih postrojenja, prvenstveno termoelektrana. Time je uspostavljen sustav za cjeloviti obuhvat i vrednovanje crpno-akumulacijske hidroelektrane pri operativnom planiranju rada elektroenergetskog sustava.

5 CONCLUSION

A model has been developed for calculating the reliability and availability of pumped-storage hydro power plants. The criteria and indicators have also been developed for the evaluation and determination of the reliability and availability levels of pumped-storage hydro power plants, including the risks of inflow deficiency and water storage in the upper and lower reservoirs and their inclusion in the programme systems of planning the power system operation. The developed models take into account the complexity of the operation cycle and strong dependence of the operation mode of the pumped-storage hydro power plants on the conditions prevailing in the power system and on the operation mode and specific generation costs of other power plants, primarily thermoelectric power plants. A system has thus been put in place for integrated coverage and evaluation of pumped-storage hydro power plants in planning the power system operation.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] MIKULIČIĆ, V., Matematički modeli pouzdanosti i raspoloživosti u elektroenergetskom sustavu, Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Elektrotehnički fakultet, Zagreb, 1981.
- [2] MIKULIČIĆ, V., Matematički model pouzdanosti komponente, Elektrotehnika EKT TBV24(1981)1, 1981.
- [3] JÖZSA, L., Primjena metode pouzdanosti u izgradnji proizvodnih kapaciteta u sustavu hidro i termoelektrana, Elektrotehnika EKT TBV24, 1981.
- [4] Studie Systemzuverlässigkeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, R.W.T.H. ACHEN, 1982
- [5] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., Reliability Evaluation of Power Systems, New York, 1984
- [6] JÖZSA, L., Analitički model pouzdanosti akumulacijskih hidroelektrana, I i II dio, Elektrotehnika ELTHB2 28, 1985.
- [7] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., Reliability Assessment of Large Electric Power Systems, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988
- [8] INVERNIZZI, A., MANZONI, G., RIVOIRO, A., Probabilistic Simulation of Generating System Operation Including Seasonal Hydro Reservoirs and Pumped-Storage Plants, Electric Power & Energy Systems, Vol. 10, No. 1, 1988
- [9] BILLINTON, R., LI, W., Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, New York, 1994
- [10] KLEPO, M., Pouzdanost i raspoloživost elektroenergetskog sustava pri operativnim planiranjima rada, Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 1996.
- [11] KLEPO, M., Model neizvjesnosti pojave opterećenja u modelu pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetskog sustava, Energija, god.46(1997), br. 3.
- [12] KLEPO, M., Modeli proizvodnih jedinica u modelu pouzdanosti i raspoloživosti elektroenergetskog sustava – model bazne jedinice, Energija, god.46(2997), br. 4.

Adrese autora:

Authors' Addresses:

Dr. sc. **Mičo Klepo**,
mklepo@hera.hr
Hrvatska regulatorna agencija (HERA)
Koturaška 51
10000 Zagreb
Hrvatska
Prof. dr. sc. **Vladimir Mikuličić**
vladimir.mikulicic@fer.hr
Sveučilište u Zagrebu,
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3
10000 Zagreb
Hrvatska
doc. dr. sc. **Zdenko Šimić**
zdenko.simic@fer.hr
Sveučilište u Zagrebu,
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3
10000 Zagreb
Hrvatska

Mičo Klepo, PhD
mico.klepo@hera.hr
Croatian Energy Regulatory Agency
Koturaška 51
10000 Zagreb
Croatia
Prof **Vladimir Mikuličić**, PhD
vladimir.mikulicic@fer.hr
University of Zagreb, Faculty of Electrical
Engineering and Information Technology
Unska 3
10000 Zagreb
Croatia
Assistant Prof **Zdenko Šimić**, PhD
zdenko.simic@fer.hr
University of Zagreb, Faculty of Electrical
Engineering and Information Technology
Unska 3
10000 Zagreb
Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2007-12-08

Manuscript received on:
2007-12-08

Prihvaćeno:
2008-02-14

Accepted on:
2008-02-14

UTJECAJ TEORIJA O UPRAVLJANJU RIZICIMA NA UPOTREBU IZVEDENICA U ELEKTROENERGETSKOJ INDUSTRIJI

THE INFLUENCE OF RISK MANAGEMENT THEORIES ON THE USE OF DERIVATIVES IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY

Slavko Krajcar - Danijela Miloš Sprčić - Petar Sprčić, Zagreb, Hrvatska

Rad istražuje determinantne odluke o uporabi pojedinih vrsta energetskih izvedenica pri upravljanju rizikom promjena cijena električne energije u poduzećima članicama Europskog udruženja trgovaca energijom. Istraživanje je potaknuto visokom promjenljivošću cijena energenata na međunarodnim tržištima te značajnim gubicima u poslovanju koji su nastali zbog izloženosti poduzeća tim cjenovnim promjenama. Upravo ovi trendovi potiču da se upravljanju rizicima u energetskom sektoru danas posvećuje sve veća pozornost. U radu je testirana valjanost hipoteza vezanih uz opravdanost funkcije upravljanja rizicima i njezin utjecaj na povećanje vrijednosti poduzeća. Istražilo se utječu li navedene teorije, kao i određene karakteristike poduzeća poput zaduženosti, veličine, likvidnosti te vrijednosti ulaganja, na odluku o korištenju unaprijednica, ročnica, opcija ili zamjena kao instrumenata zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

Nalazi univarijantne i multivarijantne analize pokazali su da su poduzeća koja koriste cjenovne unaprijednice različita od poduzeća koja ih ne koriste i to s obzirom na veću razinu zaduženosti i veću vrijednost novih investicija. Stoga se može zaključiti da poduzeća, koja ulažu više sredstava u kapitalne investicije i pri tome koriste veće količine tuđeg kapitala, u većoj mjeri koriste cjenovne unaprijednice. S druge strane, zanimljiv je podatak da veličina poduzeća nije utjecajan čimbenik na odabir ovog instrumenta, čime se potvrđuje da je cjenovna unaprijednica instrument zaštite od rizika koji je u najširoj primjeni, kako među onim najvećim, tako i među manjim poduzećima. Također, indikativno je da se veličina poduzeća pokazala kao utjecajan čimbenik na odabir ročnice, zamjene i opcije kao instrumenata zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

The work explores crucial decisions on the use of the specific types of derivatives in the electricity price risk management by the member companies of the European Federation of Energy Traders (EFET). The survey has been motivated by volatile fuel prices on international markets and significant losses incurred due to the exposure of companies to such volatility. These trends are the reason why increasing attention is devoted to risk management in the energy sector. The work tests the validity of the assumptions relating to the justification of the risk management function and its impact on corporate value increase. It has been investigated if these theories, as well as the specific corporate characteristics, such as indebtedness, size, liquidity and investment value, influence the use of forwards, futures, options or swaps as tools designed to offset the risk of energy price changes.

The findings of univariant and multivariant analyses have shown that the companies using forwards differ from the companies not using them due to their greater indebtedness and higher value of new investments. It can thus be concluded that the companies which are more engaged in capital investment and in this use higher amounts of bonded capital tend to use forwards to a greater extent. On the other hand, it is interesting to note the fact that the size of a company does not play a major role in the choice of this tool, which confirms that forwards are a risk protection tool in the broadest use among big and small companies alike. Likewise, it is indicative that the size of a company has proved to be an influential factor in the choice of futures, swaps and options as tools created to offset the risks of energy price changes.

Ključne riječi: opcija i zamjena, povećanje vrijednosti poduzeća, rizik promjene cijene električne energije, ročnica, unaprijednica, upravljanje rizicima
Keywords: corporate value increase, electricity price risk, forwards, futures, option and swap, risk management



1 UVOD

Upravljanje rizicima definira se kao skup aktivnosti poduzetih s ciljem minimiziranja efekata koji imaju negativan učinak na poslovanje poduzeća [1]. U ne tako davnoj prošlosti instrumenti upravljanja rizicima bili su ograničeni. Tržišta na kojima se trgovalo izvedenicama su postojala, no tadašnji instrumenti zaštite od rizika omogućavali su živičenje (engl. *hedging*) samo određenih tržišnih rizika i bili su ograničeni na kraći vremenski period. S vremenom su se vrste i količina izvedenica, kao i dubina tržišta za te instrumente značajno promijenili. Danas tržišta izvedenicama konstantno nude nove proizvode, unaprijeđuju postojeće i traže putove za povećanje likvidnosti instrumenata kojima se trguje. Ako su uspješno upotrijebljene i prilagođene strategiji te specifičnostima poslovanja nekog poduzeća, izvedenice u velikoj mjeri omogućuju izolaciju novčanih tokova od negativnog djelovanja tržišnih rizika [2]. Aktivno upravljanje rizicima važan je dio moderne korporativne strategije, što je vidljivo iz podatka da su financijski direktori velikog broja poduzeća rangirali upravljanje rizicima kao jednu od njihovih najvažnijih poslovnih funkcija [3]. Dok su instrumenti upravljanja rizicima bili ograničeni, vlasnici poduzeća prihvaćali su objašnjenja da su nepovoljna kretanja cijena izvan kontrole menadžmenta uzrokovala loše poslovne rezultate. Sada vlasnici poduzeća očekuju da menadžment zaštiti poslovanje poduzeća od negativnog djelovanja rizika, a na menadžmentu leži odgovornost donošenja odluke koji rizici su prihvatljivi i uz koju cijenu te koje instrumente zaštite od rizika koristiti [4]. Pri tome valja voditi računa da upravljanje rizicima ima određene troškove te da minimiziranje negativnih efekata ne znači nužno i uklanjanje rizika u potpunosti.

Svaka vrsta poslovanja kao i svaka industrija ima slabu točku što se tiče financijske ranjivosti. Ovaj rad istražuje determinatne odluke o uporabi pojedinih vrsta energetskih izvedenica pri upravljanju rizikom promjena cijena električne energije u poduzećima članicama Europskog udruženja trgovaca energijom (engl. *European Federation of Energy Traders*). Istraživanje je potaknuto visokom promjenljivošću (volatilnosti – engl. *volatility*) cijena energenata na međunarodnim tržištima te značajnim gubicima u poslovanju koji su nastali zbog izloženosti poduzeća tim cjenovnim promjenama. Upravo ovi trendovi potiču da se upravljanju rizicima u energetskom sektoru danas posvećuje sve veća pozornost. U takvom okruženju, nekontrolirana izloženost cjenovnom riziku može dovesti do neželjenih posljedica za tržišnog sudionika. Stoga, da bi učinkovito postojali, tržišni sudionici upravljaју rizicima kojima su izloženi koristeći izvedenice. Zbog prirode električne energije postoje

1 INTRODUCTION

Risk management is defined as a course of action taken to minimise the adverse effects on corporate operations [1]. Not so long time ago the risk management tools were limited. Derivatives trading markets existed, but the then risk protection tools allowed hedging of only specific risks and were limited to a shorter period of time. Gradually, the types and quantity of derivatives, as well as the depth of markets for such tools, have greatly changed. Today the derivatives markets are continually offering new products, improving the existing and seeking new ways to increase the liquidity of traded tools. If well used and adapted to the strategy and specificities of the transactions of a company, derivatives to a great extent help isolate cash flows from the adverse effects of market risks [2]. Active risk management is an important part of modern corporate strategy, as exemplified by the fact that the financial managers of many companies rank risk management as one of their foremost functions [3]. While the risk management tool were limited, company owners used to put up with explanations that adverse price movements beyond the management's control were a cause of bad business results. Now they expect from the management corporate safeguards against the adverse effects of risks, and the management is responsible for deciding which risks are acceptable and at what price and which risk protection tools to use [4]. In this regard it should be taken into account that risk management has certain costs and that minimising the adverse effects does not necessarily mean complete elimination of risks.

Any type of transaction, just as any industry, has its weak points as far as financial vulnerability is concerned. This work explores crucial decisions on the use of specific types of derivatives in the electricity price risk management of the EFET member companies. The survey was prompted by the volatility of energy prices on international markets and major losses incurred by companies as a result of their exposure to such volatility. These trends are the reason why increasing attention is devoted to risk management in the energy sector. In such an environment, uncontrolled exposure to price risks may lead to undesirable consequences for market players. Therefore, in order to operate efficiently, market players are coping with risks to which they are exposed by using derivatives. Due to the nature of electric power, there are major differences in risk management methods in relation to the classical risk management methods applied in financial markets. Energy derivatives are unique because they harbour an intricate and highly

značajne razlike u metodama upravljanja rizicima u odnosu na klasične metode upravljanja rizicima na financijskim tržištima. Energetske izvedenice su jedinstvene zbog toga što u sebi kriju složenu strukturu čija je kompleksnost velika, a uključuje specifičnosti elektroenergetskog sustava kao što su rad elektrana, dinamiku skladištenja plina, upravljanje akumulacijama, potrošnju itd. [5].

Akademski i stručni krugovi već dugi niz godina raspravljaju o doprinosu funkcije upravljanja rizicima tržišnoj vrijednosti poduzeća. Tako financijska teorija sugerira da poduzeća, čije je poslovanje u velikoj mjeri izloženo rizicima, mogu povećati svoju tržišnu vrijednost koristeći izvedenice kako bi smanjile izloženost spomenutim rizicima. Ova teorija temelji se prvenstveno na ulozi izvedenica u smanjivanju promjenljivosti očekivanih novčanih tokova poduzeća jer se na taj način smanjuju različiti troškovi koji nastaju zbog financijskih poremećaja te se osiguravaju interno stvorena sredstva za financiranje novih investicija kroz stabilizaciju novčanih tokova poduzeća [3]. U radu je testirana valjanost hipoteza vezanih uz opravdanost funkcije upravljanja rizicima i njezin utjecaj na povećanje vrijednosti poduzeća. Istražilo se utječu li navedene teorije, kao i određene karakteristike poduzeća iz uzorka poput zaduženosti, veličine, likvidnosti te vrijednosti ulaganja, na odluku o korištenju unaprijednica, ročnica, opcija ili zamjena kao instrumenata zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

2 OPRAVDANOST FUNKCIJE UPRAVLJANJA RIZICIMA

Postojeće nesavršenosti tržišta kapitala temelj su različitih pozitivnih teorija o ekonomskoj opravdanosti funkcije upravljanja rizicima, odnosno postojanju njezinog pozitivnog utjecaja na vrijednost poduzeća. Pretpostavljajući da je temeljni cilj poslovanja poduzeća povećanje bogatstva dioničara, funkcija upravljanja rizicima treba se promatrati kroz njezin doprinos ovom cilju. Spomenute teorije upravljanja rizicima polaze upravo od nesavršenosti tržišta kapitala kao što su troškovi agenata i asimetričnost informacija, troškovi financijskih poteškoća (posebice troškovi stečaja) kao i troškovi skupog vanjskog financiranja, te dokazuju kako funkcija upravljanja rizicima može u konačnici povećati vrijednost poduzeća i bogatstvo njegovih dioničara [6], [7] i [8]. Osnovna pretpostavka od koje polaze sve teorije je da je funkcija upravljanja rizicima opravdana ako koristi koje poduzeće ima od poduzimanja tih aktivnosti prelaze nastale troškove te ako dioničari nisu u mogućnosti postići isti efekt kroz diversifikaciju rizika na tržištu kapitala. Drugim riječima, uprav-

complex structure and include the specificities of the electricity sector such as power plant operation, gas storage dynamics, reservoir management, consumption, etc. [5].

It is many years now that the academic and professional communities have been discussing the contribution of the risk management function to corporate market value. Thus a financial theory suggests that companies whose business is considerably exposed to risks can increase their value by using derivatives with a view to reducing their exposure to risks. This theory primarily relies on the role of derivatives in offsetting the volatility of expected corporate cash flows, because that is a way of reducing various costs arisen from financial disruptions and ensuring internally created funds for financing new investments through the stabilisation of corporate cash flows [3]. The work tests the validity of the assumptions relating to the justification of the risk management function and its impact on corporate value increase. It has been investigated if these theories, as well as the specific characteristics of the companies comprised by the sample, such as indebtedness, size, liquidity and investment value, influence the use of forwards, futures, options or swaps as tools designed to offset the risk of energy price changes.

2 JUSTIFICATION OF THE RISK MANAGEMENT FUNCTION

The existing imperfections of capital markets provide a basis for various positive theories about the economic justification of the risk management function and its positive impact on corporate value. Assuming that the basic objective of corporate operations is to augment shareholder value, the risk management function should be viewed in terms of its contribution to that objective. The said risk management theories take as a starting point the capital market imperfections such as agent's costs and information asymmetry, the costs of financial difficulties (especially bankruptcy costs) and the costs of expensive external financing, and then they try to prove that in the end the risk management function can increase corporate and shareholder value [6], [7] and [8]. The basic assumption of all the theories is that the risk management function is justified if corporate benefits from such actions exceed the incurred costs and if shareholders are unable to achieve the same effect through diversification of risks on the capital market. In other words, risk management should in the end result in a higher shareholder value than if such

ljanje rizicima trebalo bi u konačnici rezultirati u većoj vrijednosti za dioničare, nego da se takve aktivnosti nisu poduzele. Vrijednost poduzeća definirana je kao suma svih očekivanih novčanih tokova diskontiranih na sadašnju vrijednost po prosječnom ponderiranom trošku kapitala tog poduzeća [1]:

$$V_p = \sum_{t=0}^T NT_t \frac{1}{(1+k)^t} \quad (1)$$

Pri čemu je :

V_p – sadašnja vrijednost poduzeća,
 NT_t – budući novčani tokovi u analiziranom periodu T ($t = 0, 1, 2, 3, \dots, T$),
 k – prosječni ponderirani trošak kapitala poduzeća (diskontna stopa).

Prema formuli (1), vrijednost poduzeća može se povećati smanjenjem prosječnog ponderiranog troška kapitala i/ili povećanjem budućih novčanih tokova. Upravljanje cjenovnim rizicima u pravilu rezultira smanjenjem promjenljivosti novčanih tokova poduzeća što dovodi do niže varijance vrijednosti poduzeća. Ovo ne znači samo da se vrijednost poduzeća rjeđe mijenja, već da je vjerojatnost nastupanja male vrijednosti poduzeća smanjena zbog upravljanja rizicima. Sukladno navedenoj pretpostavci, smanjena volatilnost novčanih tokova rezultira nižim troškovima povezanim s tržišnim nesavršenostima, što rezultira povećanim novčanim tokovima, a time i većom vrijednošću poduzeća [9]. Upravljanje rizicima nema trenutajući pozitivan učinak na veličinu troškova financijskih poteškoća, no može značajno smanjiti vjerojatnost njihovog nastanka, posebice kod poduzeća koja imaju visoki stupanj zaduženosti ili veliku fluktuaciju novčanih tokova. Smanjenjem varijance novčanih tokova poduzeća, življenje smanjuje vjerojatnost, a s tim i očekivane troškove financijskih poteškoća [10], [11] i [12]. Može se zaključiti da je vjerojatnost upravljanja rizicima veća za poduzeća s većim fiksnim obvezama plaćanja i volatilnijim novčanim tokovima, jer takva poduzeća imaju veće očekivane troškove financijskih poteškoća. Dokazano je da su zaduženost poduzeća i upravljanje rizicima pozitivno korelirani, odnosno da poduzeća koja se u većoj mjeri financiraju tuđim kapitalom više žive [13]. Ova hipoteza bit će testirana na poduzećima koja su predmetom istraživanja u ovom radu.

Osim pozitivnog utjecaja na smanjenje vjerojatnosti financijskih poteškoća, poduzeća upravljaju rizicima kako bi izbjegli fluktuacije u planiranim izdacima za investicije te u količini prikupljenog

actions have not been taken. Corporate value is defined as a sum of all expected cash flows discounted to the present value at the corporate average weighted capital cost [1]:

where :

V_p – present corporate value,
 NT_t – future cash flows in the analysed period T ($t = 0, 1, 2, 3, \dots, T$),
 k – corporate average weighted capital cost (discount rate).

According to formula (1), corporate value can be increased by reducing the average weighted capital cost and/or by increasing future cash flows. Price risk management results as a rule in a reduced volatility of corporate cash flows, which leads to a lower corporate value variance. This means not only that corporate value is changing less often, it also means that the probability of the occurrence of a small corporate value is reduced owing to risk management. According to the mentioned assumption, the reduced volatility of cash flows results in lower costs linked to market imperfections, which in turn results in increased cash flows and thereby a higher corporate value [9]. Risk management does not have an instantaneous positive effect on the costs of financial difficulties, but may significantly reduce the likelihood of their occurrence, especially for companies with high indebtedness or large cash flow fluctuations. By reducing the corporate cash flow variance, hedging reduces the likelihood and thereby the expected costs of financial difficulties [10], [11] and [12]. It can be concluded that the likelihood of risk management is greater for companies with higher fixed payment obligations and volatile cash flows, because such companies have higher expected costs of financial difficulties. It has been proved that corporate indebtedness and risk management are positively correlated, in other words, that companies which are more intensely financed from bonded capital are more engaged in hedging [13]. This assumption will be tested on the companies studied in this work.

Apart from the positive impact on the likelihood of financial difficulties, companies practice risk management in order to avoid fluctuations in planned investment expenditures and in the

eksternog kapitala. Iz povećane vjerojatnosti insolventnosti i nastupa financijskih poteškoća proizlazi i problem podinvestiranja, jer fluktuacije novčanih tokova poduzeća mogu rezultirati u nedovoljnom generiranju internih sredstva koja su trebala služiti u svrhe financiranja investicija. Ideja na kojoj počiva ova teorija je da se vrijednost poduzeća prvenstveno povećava kroz realizaciju investicijskih projekata s pozitivnom čistom sadašnjom vrijednošću [14]. Pri tome je jasno da se profitabilni projekti mogu realizirati samo ako je osigurano njihovo financiranje. Zbog volatilnosti novčanih tokova poduzeća uzrokovanih izloženošću poduzeća različitim korporacijskim rizicima, financiranje budućih profitabilnih investicijskih projekata internim kapitalom nije osigurano. Posljedično, volatilnost novčanih tokova uzrokuje volatilnost investicijskog programa i ovisnost o vanjskom financiranju koje je skuplje od internog financiranja. Tako nedovoljna količina internih sredstva i neprihvatljiva cijena eksternog kapitala dovode do odbacivanja strateški važnih investicija s pozitivnom čistom sadašnjom vrijednosti [6] i [15]. Ovaj problem dovodi do nemogućnosti povećanja bogatstva dioničara, jer je poznato da upravo projekti s pozitivnom čistom sadašnjom vrijednosti kreiraju dodanu vrijednost za dioničare. U prisutnosti rizika koji uzrokuju volatilnost novčanih tokova, upravljanje tim rizicima može stvoriti vrijednost za dioničare kroz harmonizaciju potreba i dostatnost internih sredstava [14] i [16]. Ova teorija zagovara stav da je upravljanje rizicima određeno željom za zadržavanjem jeftinih izvora financiranja za buduće investicije. Zato one kompanije koje imaju značajne razvojne mogućnosti i velike troškove financiranja tih investicija žele upravljati rizicima više nego prosječne kompanije. Teorija je potvrđena i kroz velik broj empirijskih istraživanja [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23] i [24], a njezina relevantnost za donošenje odluke o upravljanju rizikom cijene električne energije u analiziranim energetskim poduzećima testirana je u ovom radu.

Empirijska istraživanja dokazala su postojanje pozitivne korelacije između upravljanja rizicima u poduzeću i veličine poduzeća [13], [25], [26] i [27]. Drugim riječima, dokazano je da veća poduzeća u većoj mjeri koriste izvedenice. Razlog tome leži u troškovima vezanim uz aktivnosti upravljanja rizicima poput direktnih troškova transakcija koji uključuju troškove trgovanja izvedenicama, troškove informatičkih sustava potrebnih za skupljanje informacija nužnih za donošenje odluke o zauzimanju odgovarajuće pozicije te troškove održavanja zauzete pozicije. Pored direktnih transakcijskih troškova postoje i indirektni troškovi agenata koje takve aktivnosti donose, a iz kojih proizlaze troškovi internih sustava i mjera kontrole transakcija poduzetih radi sprječavanja špekulacija na tržištu izvedenicama.

amount of collected external capital. Another result of a higher likelihood of insolvency and financial difficulties is the underinvestment problem, because corporate cash flow fluctuations may result in insufficient generation of internal funds that should have served for investment financing. This theory rests upon the notion that that corporate value is primarily augmented through the implementation of investment projects with a positive net present value [14]. In this regard it is clear that profitable projects can be materialised only if their financing is secured. Due to the volatility of corporate cash flow caused by exposure to various risks, the financing of future profitable investment projects by internal capital is not secured. Consequently, the volatility of cash flows gives rise to the volatility of the investment programme and the dependency on external financing which is costlier than internal financing. Thus the inadequate internal funds and the unacceptable price of external capital lead to the renouncement of strategically important investment with a positive net present value [6] and [15]. This problem makes it impossible to increase shareholder value, as it is the projects with a positive net present value that generate added shareholder value. In the presence of risks that cause the volatility of cash flows, managing such risks may create shareholder value through the harmonisation of needs and the sufficiency of internal funds [14] and [16]. This theory advocates the view that risk management is guided by the desire to retain cheap sources of financing for future investments. That is why the companies with major development potentials and high costs of financing such investments are more inclined to practice risk management than the average companies. This theory is confirmed by many empirical studies [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23] and [24], and its relevance to the decisions on electricity price risk management in the analysed energy companies has been tested in the present work.

The empirical studies have proved the existence of a positive correlation between risk management in a company and the size of the company [13], [25], [26] and [27]. In other words, it has been proved that larger companies are using derivatives more often. The reason are risk management costs, such as direct transactions costs which include the costs of trading in derivatives, the costs of IT systems required to collect information necessary for deciding on the appropriate position to take, and the costs of maintaining the position taken. In addition to the direct transaction costs there are indirect agent's costs which such activities bring with them and which give rise to the costs of internal systems and controls over transactions undertaken to prevent speculations on derivatives markets.

Ukupnim troškovima upravljanja rizicima svakako treba dodati i trošak ulaganja u edukaciju osoblja koje radi na poslovima s izvedenicama te njihov konstantni trening. Ovi troškovi mogu biti značajni te mogu obeshrabrati mala poduzeća da uđu u poslove upravljanja rizicima. Iz tog razloga mnoge kompanije ne živiče iako su izložene tržišnim rizicima, jer im to nije ekonomski isplativa aktivnost. Iz svega navedenog proizlazi hipoteza da, zbog postojanja ekonomije razmjera vezane uz troškove živičenja, veličina kompanije jest utjecajan čimbenik odluke o upravljanju rizicima. Pretpostavlja se da veće kompanije imaju veću korist od upravljanja rizicima te da postoji pozitivna veza između veličine poduzeća i odluke o upravljanju rizicima. Ova hipoteza testirana je na poduzećima iz energetskog sektora.

3 KORIŠTENJE IZVEDENICA U PODUZEĆIMA ČLANICAMA EUROPSKOG UDRUŽENJA TRGOVACA ENERGIJOM

Postavljene istraživačke hipoteze testirane su na poduzećima članicama Europskog udruženja trgovaca energijom (u daljnjem tekstu EFET od engl. *European Federation of Energy Traders*).

EFET je udruženje koje okuplja sudionike na tržištu električnom energijom s ciljem stvaranja jedinstvenog, održivog, otvorenog, transparentnog i likvidnog europskog energetskog tržišta. S obzirom da je EFET udruga čija je svrha promicanje različitih interesa, tu su učlanjene razne institucije – od poduzeća čija je djelatnost vezana uz proizvodnju električne energije, preko trgovaca električnom energijom, proizvođača električne opreme, opskrbljivača električnom energijom, banaka, konzultanata, do poduzeća čija je osnovna djelatnost vezana uz plin.

U rujnu 2006. godine kada se provodilo ovo istraživanje, EFET je imao 68 punopravnih i 22 pridružena člana. Radi specifičnosti predmeta istraživanja – upravljanja rizikom promjene cijena električne energije – u analizu su uključena samo poduzeća koja su proizvođači električne energije čime se došlo uzorka od 53 kompanije. Konačan broj poduzeća obuhvaćenih analizom za koje su bili dostupni podaci potrebni za provedbu istraživanja je 44.

Prikupljena godišnja izvješća predstavljala su osnovni izvor podataka o korištenju izvedenica pri upravljanju cjenovnim rizikom među članicama EFET-a. Prikupljeni podaci analizirani su primjenom prikladnih testova univarijantne i

The total risk management costs should certainly be supplemented by the investment cost of training and continuing education for personnel working with derivatives. These costs may be significant and may discourage small companies from engaging in risk management business. For that reason many companies refrain from hedging, because for them that is not a profitable activity. All the aforesaid suggests that due to the operation of the economy of scale linked to the hedging costs, the size of a company is indeed an influential factor in deciding on risk management. It is assumed that larger companies benefit more from risk management and that there is a positive correlation between the size of a company and the risk management decision. This assumption has been tested on energy companies.

3 THE USE OF DERIVATIVES BY THE MEMBER COMPANIES OF THE EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS

The study hypotheses have been tested on the member companies of the European Federation of Energy Traders (EFET).

EFET is a group of energy trading companies dedicated to create a single, sustainable, open and liquid European energy market. Since EFET is a group whose goal is to promote different interests, its membership includes various establishments – from electricity generation companies, through electricity traders, electrical equipment manufacturers, electricity suppliers, banks, consultants, to companies principally engaged in gas business.

In September 2006, when this survey was conducted, EFET had 68 full and 22 associated members. Due to the specific subject of the survey – electricity price risk management – the analysis comprised only the electric power producers, and a sample of 53 companies was obtained. The final number of companies for which required data were available for conducting the survey was 44.

The collected annual reports were the basic source of information on the use of derivatives in price risk management among EFET member companies. The collected data were analysed by using suitable tests of the univariant and multivariant statistical analysis like the t-test, the correlation analysis and the multivariant lo-

multivarijantne statističke analize poput t-testa, korelacijske analize i multivarijantne logističke regresije. Testovi su odabrani adekvatno prirodi prikupljenih podataka koji su prvenstveno bili intervalnog tipa.

Tako je t-test omogućio izračunavanje statistički signifikantnih razlika među malim, međusobno neovisnim parametarskim uzorcima, dok je Pearsonov *rho* (u daljnjem tekstu: *rho*) korišten kao mjera za linearnu korelaciju kojom se ispitala povezanost među intervalnim varijablama [28]. Također, za regresijski model odabrana je logistička regresija jer se ona koristi kada je zavisna varijabla binarnog tipa, a nezavisne varijable bilo kojeg tipa podataka [29], [30], [31] i [32].

S obzirom na ograničen izvor podataka, jer nisu sva analizirana poduzeća obvezna prikazivati u svojim godišnjim izvješćima aktivnosti upravljanja rizicima i korištenje izvedenica potpuno transparentno, definirana je zavisna varijabla binarnog tipa. Tako su poduzeća koja koriste pojedine vrste izvedenica poput zamjena, opcija ili terminkih ugovora u svrhe upravljanja cjenovnim rizikom u binarnom kodu označena sa 1, dok su poduzeća koja ne koriste izvedenice označena kodom 0.

Sličan pristup u svojim istraživanjima imali su Geczy, Minton i Schrand (1997.) te Allayannis i Weston (2001.) [18] i [25]. Kako bi povezali odluku o upravljanju cjenovnim rizikom i korištenje izvedenica s testiranim hipotezama, definirane su nezavisne varijable koje opisuju karakteristike pojedinih poduzeća, odnosno mjere troškove financijskih poteškoća, problem skupog vanjskog financiranja te veličinu poduzeća.

Tako su troškovi financijskih poteškoća mjereni zaduženošću poduzeća, a kao mjere zaduženosti odabrani su sljedeći pokazatelji:

- omjer knjigovodstvene vrijednosti ukupnog duga prema knjigovodstvenoj vrijednosti imovine [33],
- omjer knjigovodstvene vrijednosti dugoročnog duga prema knjigovodstvenoj vrijednosti imovine [18], te
- omjer knjigovodstvene vrijednosti dugoročnog duga prema knjigovodstvenoj vrijednosti vlastitog kapitala [25].

Testirana je hipoteza da će poduzeća s više duga u strukturi kapitala imati i veće troškove financijskih poteškoća, što znači da je za takva poduzeća življenje vrjednije, stoga je i vjerojatnost korištenja pojedinih vrsta izvedenica u takvim poduzećima veća.

Pokazatelj kojim se može povezati življenje i skupo vanjsko financiranje je vrijednost novčanih

gistic regression. The tests were selected to suit the nature of collected data, primarily interval-type data.

Thus the t-test helped to work out the statistically significant difference between small, mutually independent parameter samples, whereas the Pearson's *rho* (in next text: *rho*) was used as a measure for linear correlation with which the linkage among interval variables was examined [28]. The logistic regression was selected for the regression model, because it is used when the dependent variable is of the binary type and the independent variables of any type of data [29], [30], [31] and [32].

Considering the limited source of data, because not all the analysed companies are required to show in their annual reports their risk management practices and the use of derivatives with full transparency, a binary dependent variable has been defined. Thus the companies using specific types of derivatives, like swaps, options or term contracts for purposes of price risk management are marked 1 in the binary code and the companies not using derivatives are marked 0.

A similar approach in their studies was taken by Geczy, Minton and Schrand (1997) and Allayannis and Weston (2001) [18] and [25]. In order to relate the decision on price risk management and the use of derivatives to the tested hypotheses, independent variables have been defined to describe the characteristics of individual companies, i.e., to measure the costs of financial difficulties, the problem of expensive external financing and the size of the company.

Thus the costs of financial difficulties were measured by corporate indebtedness, whereas as debt measures the following indicators were selected:

- ratio between the accounting value of total debt and the accounting value of assets [33],
- ratio between the accounting value of long-term debt and the accounting value of assets [18], and
- ratio between the accounting value of long-term debt and the accounting value of own capital [25].

The hypothesis has been tested that companies with more debts in their capital structure will have higher costs of financial difficulties, implying that for such companies hedging pays more and hence the likelihood is greater that they use certain types of derivatives.

The indicator with which hedging and expensive external financing can be linked is the value of

sredstava poduzeća, a računa se kao omjer novca i novčanih surogata i ukupne imovine. Također, vezano uz tezu o povezanosti skupog vanjskog financiranja i upravljanja rizicima, pretpostavljeno je da poduzeća koja više investiraju više i živiče.

U ovom radu utjecaj vrijednosti investicija na odluku o upravljanju cjenovnim rizikom mjeren je kroz dva pokazatelja kao:

- omjer vrijednosti ulaganja u osnovna i trajna obrtna sredstva u odnosu na knjigovodstvenu vrijednost imovine [14] i [34],
- vrijednosti ulaganja u osnovna i trajna obrtna sredstva i vrijednosti ukupne prodaje poduzeća [14] i [18].

Pri testiranju hipoteze o utjecaju veličine poduzeća na odluku o korištenju pojedinih vrsta izvedenica kao pokazatelji veličine poduzeća uzete su dvije mjere:

- knjigovodstvena vrijednosti imovine [25] i [34] te
- knjigovodstvena vrijednosti ukupne prodaje [25].

U istraživanju se pretpostavilo da postoji pozitivna veza između korištenja izvedenica u svrhe upravljanja cjenovnim rizikom te veličine poduzeća i vrijednosti novih investicija.

3.2 Rezultati univarijantne i multivarijantne analize

Primijenjenom statističkom analizom testirale su se istraživačke hipoteze postavljene na prvom dijelu ovog rada pri čemu je korišten programski paket za statističku obradu podataka SPSS 9.0. Istraživačke hipoteze vezane su uz postojeće teorije upravljanja rizicima u poduzeću, pa tako i upravljanja cjenovnim rizikom, koje polaze od nesavršenosti tržišta kapitala kao ishodišta za tezu da je funkcija upravljanja rizicima i korištenje izvedenica u te svrhe opravdana, jer utječe na povećanje vrijednosti poduzeća i bogatstva dioničara.

Tri hipoteze vezane su uz troškove financijskih poteškoća, trošak skupog vanjskog kapitala te veličinu poduzeća koje upravlja rizicima. Istražilo se utječu li navedene teorije, kao i određene karakteristike poduzeća poput zaduženosti, veličine, likvidnosti te vrijednosti ulaganja, na odluku o upravljanju rizikom promjene cijene električne energije u analiziranim poduzećima koristeći cjenovnu unaprijednicu, ročnicu, zamjenu ili opciju.

Prvi slučaj testirao je uporabu cjenovne unaprijednice (engl. *forward*). Formirana su dva uzorka:

corporate cash resources, and is calculated as a ratio between cash and cash substitutes and total assets. Likewise, regarding the proposition on the link between expensive external financing and risk management, it is assumed that the companies which invest more also hedge more.

In this work, the impact of investments on the price risk management decision is measured through two indicators as:

- ratio of the value of investment in fixed and permanent current assets and the accounting value of assets [14] and [34],
- ratio of the value of investment in fixed and permanent current assets and the value of the total sale of the company [14] and [18].

In testing the hypothesis on the impact of company size on the decision to use specific types of derivatives, two measures were taken as company size indicators :

- accounting value of assets [25] and [34], and
- accounting value of total sales [25].

It was assumed in the study that there is a positive link between the use of derivatives for purposes of price risk management, company size and new investment value.

3.2 Results of the univariant and multivariate analysis

With the use of statistical analysis the study hypotheses propounded in the first part of this work were tested by means of the SPSS 9.0 data analysing package. The study hypotheses are associated with the existing theories of corporate risk management, including price risk management, which take the imperfections of capital markets as a starting point for the argument that the risk management function and the use of derivatives is justified for these purposes because of its impact on increased corporate value and shareholder value.

Three hypotheses are related to the cost of financial difficulties, the cost of expensive external capital and the size of company engaged in risk management. It was explored if the mentioned theories, as well as certain corporate characteristics, such as indebtedness, size, liquidity and investment value, influenced the decision on electricity price risk management in the analysed companies through the use of forwards, futures, swaps or options.

In the first case the use of forwards was tested. Two samples were formed:

- prvi u kojem se nalaze poduzeća koja koriste cjenovne unaprijednice pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije i
- drugi u kojima su poduzeća koja ih ne koriste.

T-test i korelacijska analiza pokazali su da su poduzeća koja koriste cjenovne unaprijednice različita od poduzeća koja ih ne koriste i to s obzirom na zaduženost poduzeća i razinu novih investicija. Dakle, utvrđeno je postojanje pozitivne veze između zaduženosti poduzeća i uporabe cjenovne unaprijednice u analiziranim poduzećima.

Tako je analiza srednje vrijednosti pokazala da su poduzeća koja koriste unaprijednice više zadužena od poduzeća koja ih ne koriste (tablica 1). Srednja vrijednost pokazatelja zaduženosti (omjer dugoročnog duga i ukupne imovine) poduzeća koja koriste unaprijednice iznosi 0,3819, dok je srednja vrijednost istog pokazatelja za poduzeća koja ne koriste unaprijednice manja i iznosi 0,2676. Ovaj rezultat potvrđen je korelacijskom analizom ($\rho = 0,324$, $p = 0,032$, tablica 2) kao i multivarijantnom regresijskom analizom ($p = 0,218$, tablica 3).

Također, utvrđeno je postojanje pozitivne veze između korištenja unaprijednica kao instrumenta upravljanja cjenovnim rizikom i razine novih investicija u poduzeću. Tako srednja vrijednost pokazatelja novih investicija (omjer uloženog kapitala i ukupne imovine) poduzeća koja koriste unaprijednice iznosi 0,04799, dok je srednja vrijednost istog pokazatelja za poduzeća koja ne koriste unaprijednice, ne samo manja, već je pokazatelj negativnog predznaka i iznosi $-0,00493$ (tablica 1). Ovaj podatak ukazuje na trend dezinvestiranja u poduzećima koja ne koriste cjenovne unaprijednice. Ovaj rezultat potvrđen je korelacijskom analizom ($\rho = 0,300$; $p = 0,048$, tablica 2) kao i multivarijantnom regresijskom analizom ($p = 0,187$, tablica 3).

Na osnovi prikazanih rezultata univarijantne i multivarijantne analize može se zaključiti da su povećana zaduženosti poduzeća i vrijednost novih investicija utjecajni čimbenici na odluku o korištenju cjenovnih unaprijednica u analiziranim poduzećima. S druge strane, zanimljiv je podatak da veličina poduzeća nije utjecajan čimbenik na odabir cjenovne unaprijednice, čime se potvrđuje teza da je unaprijednica instrument zaštite od rizika koji je u najširoj primjeni, kako među onim najvećim, tako i među manjim poduzećima. U testovima provedenim za ostale izvedene vrijednosne papire, veličina se pokazala kao utjecajan čimbenik na odabir ročnice, zamjene ili opcije kao instrumenta zaštite od rizika promjene cijene električne energije, što je prikazano u analizi koja slijedi u nastavku ovog rada.

- one comprising companies that make use of forwards in electricity price risk management, and
- the other comprising companies that do not make use of them.

The t-test and correlation analysis have shown that the companies using forwards are different from those not using them depending on the company's debts and the level of new investments. Therefore, a positive link has been found between the company's debts and the use of forwards in the analysed companies.

Thus the mean value analysis has shown that the companies using forwards are more indebted than those not using them (Table 1). The mean value of debt indicators (ratio between long-term debt and total assets) of the companies using forwards is 0,3819, whereas the mean value of the same indicator for the companies not using forwards is smaller and amounts to 0,2676. This result has been confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,324$, $p = 0,032$, Table 2) as well as the regression analysis ($p = 0,218$, Table 3).

Likewise, a positive link has been found between the use of forwards as price risk management tools and the level of new corporate investments. Thus the mean value of the companies using forwards is 0,04799, whereas the mean value of the same indicator for the companies not using forwards is not only smaller but is also a negative sign indicator amounting to $-0,00493$ (Table 1). This result indicates a disinvestment trend in companies not using price forwards, as also confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,300$, $p = 0,048$, Table 2) and the multivariate regression analysis ($p = 0,187$, Table 3).

Based on the results of the univariate and multivariate analysis, it can be concluded that increased corporate indebtedness and new investment value are influential factors in deciding on the use of forwards in the analysed companies. On the other hand, it is interesting to note the fact that the size of a company does not play a major role in the choice of forwards, which confirms that the forward is a risk protection tool in the broadest use among big and small companies alike. In the tests conducted for other derived securities the size has proved to be an influential factor in the choice of futures, swaps or options as electricity price risk protection tools, as shown in the succeeding analysis.

Tablica 1 – T-test – upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem unaprijednica
Table 1 – T-test – Price risk management using forwards

| | Cjenovna unaprijednica / Forward | Broj analiziranih poduzeća / No of analysed companies | Srednja vrijednost / Mean value | Standardna devijacija / Standard deviation | t-test jednakosti srednjih vrijednosti / t-test of mean value equality | Signifikantnost / Significance |
|---|----------------------------------|---|---------------------------------|--|--|--------------------------------|
| Omjer dugoročnog duga i ukupne imovine / Ratio of long-term debt and total assets | ne koriste / not used | 14 | 0,2676385 | 0,1320749 | -1,587 | 0,019 |
| | koriste / used | 30 | 0,3818546 | 0,1700183 | -1,622 | 0,029 |
| Omjer uloženog kapitala i ukupne imovine / Ratio of invested capital and total assets | ne koriste / not used | 14 | -4,9328979E-03 | 0,1109406 | -1,988 | 0,053 |
| | koriste / used | 30 | 4,799118E-02 | 6,165027E-02 | -2,189 | 0,036 |

Tablica 2 – Korelacijska analiza – korištenje unaprijednica pri upravljanju cjenovnim rizikom
Table 2 – Correlation analysis – use of forwards in price risk management

| | | Cjenovna unaprijednica / Forward | Omjer dugoročnog duga i ukupne imovine / Ratio of long-term debt and total assets | Omjer uloženog kapitala i ukupne imovine / Ratio of invested capital and total assets |
|---|--------------------------------|----------------------------------|---|---|
| Cjenovna unaprijednica / Forward | <i>rho</i> | 1,000 | 0,324* | 0,300* |
| | Signifikantnost / Significance | | 0,032 | 0,048 |
| | <i>N</i> | | 44 | 44 |
| Omjer dugoročnog duga i ukupne imovine / Ratio of long-term debt and total assets | <i>rho</i> | 0,324* | 1,000 | 0,036 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,0320 | | 0,814 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 |
| Omjer uloženog kapitala i ukupne imovine / Ratio of invested capital and total assets | <i>rho</i> | 0,300* | 0,036 | 1,000 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,048 | 0,814 | |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 |

* Korelacije statistički signifikantne na razini 0,05 / Statistically significant correlations at level 0,05

Tablica 3 – Multivarijantna regresija – upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem unaprijednica
Table 3 – Multivariate regression – price risk management using forwards

| | | | | | | |
|--|---|-----------|--------------------------------|----|--------|--------|
| Broj analiziranih slučajeva / No of analysed cases: 44 | | | | | | |
| Zavisna varijabla / Dependent variable | | | | | | |
| Koristi/ne koristi cjenovnu unaprijednicu / Using/not using forwards | | | | | | |
| Nezavisne varijable / Independent variables | | | | | | |
| Veličina / Size | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | | | | | |
| Zaduženost / Indebtedness | Omjer dugoročnog duga i ukupne imovine / Ratio of long-term debt and total assets | | | | | |
| Interna sredstva / Internal funds | Omjer uloženog kapitala i ukupne imovine / Ratio of invested capital and total assets | | | | | |
| -2 Log Likelihood | 41,898 | | | | | |
| Goodness of Fit | 48,097 | | | | | |
| Cox & Snell - R ² | 0,258 | | | | | |
| Nagelkerke - R ² | 0,362 | | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Model | 13,146 | 4 | 0,0106 | | | |
| Block | 13,146 | 4 | 0,0106 | | | |
| Step | 13,146 | 4 | 0,0106 | | | |
| ----- Hosmer and Lemeshow Goodness-of-Fit Test----- | | | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Goodness-of-fit test | 13,8423 | 8 | 0,0860 | | | |
| ----- Varijable u jednadžbi / Equation variables ----- | | | | | | |
| | B | S.E. | Wald | df | Sig | R |
| Veličina / Size | 1,29E-05 | 1,003E-05 | 1,6625 | 1 | 0,1973 | 0,0000 |
| Interna sredstva / Internal funds | 22,5408 | 9,5899 | 5,5247 | 1 | 0,0187 | 0,2531 |
| Zaduženost / Indebtedness | 7,3056 | 3,1845 | 5,2630 | 1 | 0,0218 | 0,2435 |
| Konstanta / Constant | -2,5359 | 1,3587 | 3,4835 | 1 | 0,0620 | |

Drugi slučaj odluke poduzeća da upravlja rizikom promjene cijene električne energije koristeći pojedine izvedene vrijednosne papire testirao je uporabu cjenovne ročnice (engl. *futures*). Formirana su dva uzorka:

- prvi u kojem se nalaze poduzeća koja koriste cjenovne ročnice pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije i
- drugi u kojima su poduzeća koja ih ne koriste.

T-test i korelacijska analiza pokazali su da su poduzeća koja koriste cjenovne ročnice različita od poduzeća koja ih ne koriste samo prema kriteriju veličine. Ostale testirane hipoteze nisu pokazale statističku signifikantnost čime se dolazi do zaključka da ne utječu na odluku poduzeća

In the other case of corporate decision to manage electricity price risks by using derived securities the use of futures was tested. Two samples were formed:

- one comprising companies that make use of futures in electricity price risk management, and
- the other comprising companies that do not make use of them.

T-test and correlation analysis have shown that the companies using futures are different from those not using them only according to the size criterion. Other tested hypotheses have not shown any statistical significance, which leads to the conclusion that they do not influence the company's decision to use futures in electricity price risk management.

o korištenju cjenovne ročnice pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije.

Na razini statističke signifikantnosti od $p = 0,05$ poduzeća koja upravljaju cjenovnim rizikom koristeći cjenovne ročnice veća su od poduzeća koja ih ne koriste mjereno ukupnom vrijednošću imovine kao i vrijednošću prihoda od prodaje ostvarenih u 2005. godini (tablica 5).

Tako srednja vrijednost ukupne imovine korisnika ročnica iznosi 49 305 255 eura, dok je srednja vrijednost poduzeća koja ne koriste ročnice daleko manja i iznosi 16 598 786 eura. Ovaj rezultat potvrđen je korelacijskom analizom ($\rho = 0,345$, $p = 0,022$, tablica 4). Dodatno, srednja vrijednost prihoda od prodaje korisnika ročnica iznosi 39 609 641 eura, dok je srednja vrijednost prihoda od prodaje poduzeća koja ne koriste ročnice manja i iznosi 6 624 031 eura, što je dodatno potvrđeno korelacijskom analizom ($\rho = 0,347$, $p = 0,021$, tablica 4). Također, rezultati multivarijantne regresijske analize prikazani u tablici 6 na razini statističke signifikantnosti od 0,0379 potvrdili su hipotezu da je veličina poduzeća utjecajan čimbenik na donošenje odluke o korištenju cjenovnih ročnica.

At the level of statistical significance $p = 0.05$ the companies engaged in price risk management using futures are larger than those not using them, measured by the total value of assets and the value of the proceeds from sales in 2005 (Table 5).

Thus the mean value of the total assets of the users of futures amounts to Euro 49 305 255, whereas the mean value of the companies not using futures stands far below and amounts to Euro 16 598 786. This result has been conformed by the correlation analysis ($\rho = 0,345$, $p = 0,022$, Table 4).

Additionally, the mean value of the proceeds from sales is euros 39 609 641, whereas the mean value of the proceeds from the sales among companies not using futures is smaller and amounts to euros 6 624 031, as additionally confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,347$, $p = 0,021$, Table 4). Likewise, the results of the multivariate regression analysis shown in Table 6 at the level of statistical significance 0,0379 have confirmed the hypothesis that corporate size is an influential factor in deciding on the use of futures.

Tablica 4 – Korelacijska analiza – korištenje ročnica pri upravljanju cjenovnim rizikom
Table 4 – Correlation analysis – use of futures in price risk management

| | | Cjenovna ročnica / Futures | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales |
|--|--------------------------------|----------------------------|---|--|
| Cjenovna ročnica / Futures | ρ | 1,000 | 0,345* | 0,347* |
| | Signifikantnost / Significance | – | 0,022 | 0,021 |
| | N | | 44 | 44 |
| Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | ρ | 0,345* | 1,000 | 0,848 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,022 | – | 0,000 |
| | N | 44 | 44 | 44 |
| Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | ρ | 0,347* | 0,848 | 1,000 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,021 | 0,000 | – |
| | N | 44 | 44 | 44 |

* Korelacije statistički signifikantne na razini 0,05 / Correlations statistically significant at level 0,05

** Korelacije statistički signifikantne na razini 0,01 / Correlations statistically significant at level 0,01

Tablica 5 – T-test – Upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem ročnica
Table 5 – T-test – Price risk management using futures

| | Cjenovna ročnica / Futures | Broj analiziranih poduzeća / No of analysed companies | Srednja vrijednost / Mean value | Standardna devijacija / Standard deviation | t-test jednakosti srednjih vrijednosti / t-test of mean value equality | Signifikantnost / Significance |
|--|----------------------------|---|---------------------------------|--|--|--------------------------------|
| Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | ne koriste / not used | 22 | 16 598,786 | 23 868,364 | -2,381 | 0,022 |
| | koriste / used | 22 | 49 305,255 | 59 838,140 | -2,381 | 0,024 |
| Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | ne koriste / not used | 22 | 6 624,031 | 8 887,765 | -2,400 | 0,021 |
| | koriste / used | 22 | 39 609,641 | 63 848,766 | -2,400 | 0,025 |

Tablica 6 – Multivarijantna regresija – Upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem ročnica
Table 6 – Multivariate regression – Price risk management using futures

| | | | | | | |
|---|------------|---|--------------------------------|----|--------|--------|
| Broj analiziranih slučajeva / No of analysed cases: 44 | | | | | | |
| Zavisna varijabla / Dependent variable | | | | | | |
| Koristi/ne koristi cjenovnu ročnicu / Using/not using futures | | | | | | |
| Nezavisne varijable / Independent variables | | | | | | |
| Veličina / Size | | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | | | | |
| Zaduženost / Indebtedness | | Omjer dugoročnog duga i ukupne imovine / Ratio of long-term debt and total assets | | | | |
| Interna sredstva / Internal funds | | Omjer uloženog kapitala i ukupne imovine / Ratio of invested capital and total assets | | | | |
| -2 Log Likelihood | | 49,538 | | | | |
| Goodness of Fit | | 41,303 | | | | |
| Cox & Snell - R ² | | 0,229 | | | | |
| Nagelkerke - R ² | | 0,306 | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Model | 11,459 | 4 | 0,0219 | | | |
| Block | 11,459 | 4 | 0,0219 | | | |
| Step | 11,459 | 4 | 0,0219 | | | |
| ----- Hosmer and Lemeshow Goodness-of-Fit Test----- | | | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Goodness-of-fit test | 3,3640 | 8 | 0,9095 | | | |
| ----- Varijable u jednadžbi / Equation variables ----- | | | | | | |
| | B | S.E. | Wald | df | Sig | R |
| Veličina / Size | 2,65E-05 | 1,278E-05 | 4,3091 | 1 | 0,0379 | 0,1946 |
| Interna sredstva / Internal funds | 0,8519 | 2,1612 | 0,1554 | 1 | 0,6935 | 0,0000 |
| Zaduženost / Indebtedness | -3,7104 | 2,2833 | 2,6406 | 1 | 0,1042 | 0,1025 |
| Konstanta / Constant | -0,1358 | 0,8123 | 0,0280 | 1 | 0,8672 | |

Treći slučaj odluke poduzeća da upravlja rizikom promjene cijene električne energije koristeći pojedine izvedene vrijednosne papire testirao je uporabu cjenovne zamjene (engl. *swap*). Formirana su dva uzorka:

- prvi u kojem se nalaze poduzeća koja koriste cjenovne zamjene pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije i
- drugi u kojima su poduzeća koja ih ne koriste.

T-test i korelacijska analiza pokazali su da su poduzeća koja koriste cjenovne zamjene različita od poduzeća koja ih ne koriste i to prema dva kriterija – veličini poduzeća te stupnju korištenja tuđeg kapitala odnosno zaduženosti poduzeća. Hipoteza o utjecaju skupog vanjskog financiranja na korištenje cjenovne zamjene kao instrumenta zaštite od rizika promjene cijene električne energije nije se pokazala statistički signifikantnom.

Na razini statističke signifikantnosti od $p = 0,05$ poduzeća koja upravljanju cjenovnim rizikom koristeći cjenovne zamjene veća su od poduzeća koja ih ne koriste mjereno ukupnom vrijednošću imovine kao i vrijednošću prihoda od prodaje ostvarenih u 2005. godini (tablica 7). Srednja vrijednost ukupne imovine korisnika zamjene iznosi 56 973 737 eura, dok je srednja vrijednost poduzeća koja ne koriste zamjene daleko manja i iznosi 14 695 516 eura. Ovaj rezultat potvrđen je korelacijskom analizom ($\rho = 0,442$, $p = 0,003$, tablica 8).

Dodatno, srednja vrijednost prihoda od prodaje korisnika zamjene iznosi 42 951 911 eura, dok je srednja vrijednost prihoda od prodaje poduzeća koja ne koriste zamjene manja i iznosi 8 042 179 eura. Rezultat je dodatno potvrđen korelacijskom analizom ($\rho = 0,364$, $p = 0,015$, tablica 8) kao i multivarijantnom logističkom regresijom ($p = 0,456$, tablica 9). Također, prihvaćena je hipoteza koja tvrdi da postoji pozitivna veza između zaduženosti poduzeća u uzorku i odluke o korištenju cjenovnih zamjena kao instrumenta zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

Drugim riječima analiza srednje vrijednosti pokazala je da su poduzeća koja koriste zamjene više zadužena od poduzeća koja ne koriste ove instrumente. Srednja vrijednost pokazatelja ukupne zaduženosti (omjer ukupnog duga i ukupne imovine) korisnika zamjene iznosi 0,6527, dok je srednja vrijednost istog pokazatelja za poduzeća koja ne koriste zamjene manja i iznosi 0,5246 (tablica 7). Ovaj rezultat potvrđen je korelacijskom analizom ($\rho = 0,349$, $p = 0,020$, tablica 8).

In the third case of corporate decision to manage electricity price risk management by using derived securities, the use of swaps was tested. Two samples were formed:

- one comprising companies which use swaps in electricity price risk management, and
- the other comprising companies which do not use them.

The t-test and correlation analysis have shown that the companies using swaps are different from those not using them according to two criteria – company size and the degree of using bonded capital or the degree of corporate indebtedness. The hypothesis on the impact of expensive external financing on the use of swaps as an electricity price risk management tool has not proved statistically significant.

At the level of statistical significance $p = 0,05$ the companies engaged in price risk management using swaps are larger than those not using them, measured by the total value of assets and the value of the proceeds from sales in 2005 (Table 7). The mean value of the total assets of the users of swaps amounts to euros 14 695 516, whereas the mean value of the companies not using swaps stands far below and amounts to euros 56 973 737. This result has been confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,442$, $p = 0,003$, Table 8).

Additionally, the mean value of the proceeds from sales by the users of swaps is euros 42 951 911, whereas the mean value of the proceeds from the sale by companies not using swaps is smaller and amounts to euros 8 042 179, as additionally confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,364$, $p = 0,015$, Table 8) and by the multivariate logistic regression ($p = 0,456$, Table 9). Likewise, the hypothesis has been accepted according to which there is a positive link between the indebtedness of the companies embraced by the sample and the decision to use swaps as an electricity price risk management tool.

In other words, the mean value analysis has shown that the companies using swaps are more indebted than those not using these tools. The mean value of the total debt indicator (ratio of total debt and total assets) of the users of swaps amounts to 0,6527, whereas the mean value of the same indicator for companies not using swaps is smaller and amounts to 0,5246 (Table 7). This result has been confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,349$, $p = 0,020$, Table 8).

An additional confirmation of the impact of indebtedness of the decision to use swaps comes

Dodatna potvrda utjecaja zaduženosti na odluku o korištenju cjenovnih zamjena proizšla je iz rezultata univarijantne analize koja je pokazala statističku signifikantnost druge varijable korištene kao mjere zaduženosti poduzeća. Tako srednja vrijednost pokazatelja omjera dugoročnog duga i vlastitog kapitala poduzeća korisnika zamjene iznosi čak 1,6595, dok je srednja vrijednost istog pokazatelja za poduzeća koja ne koriste zamjene manja i iznosi 0,8798. te potvrđuje Pearsonov koeficijent korelacije ($\rho = 0,315$, $p = 0,037$, tablica 8). Ipak, važno je napomenuti da multivarijantna regresija (tablica 9) nije pronašla signifikantnu vezu između zaduženosti poduzeća i odluke o korištenju cjenovnih zamjena, stoga ovaj rezultat treba interpretirati s oprezom.

from the results of the univariate analysis which has shown the statistical significance of the second variable used as a measure of corporate indebtedness. Thus the mean value of the indicator of the ratio between the long-term debt and the own capital of the user of swaps is as high as 1,6595, whereas the mean value of the same indicator for companies not using swaps is smaller and amounts to 0,8798, thus confirming Pearson's correlation coefficient ($\rho = 0,315$, $p = 0,037$, Table 8). Nevertheless, it is important to note that the multivariate regression (Table 9) has not found a significant link between corporate indebtedness and the decision to use swaps, so this result should be interpreted with some caution.

Tablica 7 – T-test – Upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem zamjena
Table 7 – T-test – Price risk management using swaps

| | Cjenovna zamjena / Swap | Broj analiziranih poduzeća / No of analysed companies | Srednja vrijednost / Mean value | Standardna devijacija / Standard deviation | t-test jednakosti srednjih vrijednosti / t-test of mean value equality | Signifikantnost / Significance |
|--|-------------------------|---|---------------------------------|--|--|--------------------------------|
| Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | ne koriste / not used | 25 | 14 695,516 | 20 005,190 | -3,190 | 0,003 |
| | koriste / used | 19 | 56 973,737 | 62 370,704 | -2,846 | 0,010 |
| Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | ne koriste / not used | 25 | 8 042,179 | 15 276,540 | -2,534 | 0,015 |
| | koriste / used | 19 | 42 951,911 | 66 866,413 | -2,232 | 0,038 |
| Omjer ukupnog duga i ukupne imovine / Ratio of total debt and total assets | ne koriste / not used | 25 | 0,5245620 | 0,1818749 | -2,417 | 0,020 |
| | koriste / used | 19 | 0,6526766 | 0,1632255 | -2,454 | 0,018 |
| Omjer dugoročnog duga i vlastitog kapitala / Ratio of long-term debt and own capital | ne koriste / not used | 25 | 0,8797696 | 0,6863818 | -2,148 | 0,037 |
| | koriste / used | 19 | 1,6595404 | 1,6401860 | -1,947 | 0,064 |

Četvrti razmatrani slučaj odluke poduzeća da upravlja rizikom promjene cijene električne energije koristeći pojedine izvedene vrijednosne papire testirao je uporabu cjenovne opcije (engl. *option*). Formirana su dva uzorka:

- prvi u kojem se nalaze poduzeća koja koriste cjenovne opcije pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije i
- drugi u kojima su poduzeća koja ih ne koriste.

In the fourth case of corporate decision to manage electricity price risks by using derived securities, the use of option was tested. Two samples were formed:

- one comprising companies that make use of options in electricity price risk management, and
- the other comprising companies that do not make use of them.

Tablica 8 – Korelacijska analiza – korištenje zamjena pri upravljanju cjenovnim rizikom
Table 8 – Correlation analysis – use of swaps in price risk management

| | | Cjenovna zamjena / Swap | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | Omjer ukupnog duga i ukupne imovine / Ratio of total debt and total assets | Omjer dugoročnog duga i vlastitog kapitala / Ratio of long-term debt and own capital |
|--|--------------------------------|-------------------------|---|--|--|--|
| Cjenovna zamjena / Swap | <i>rho</i> | 1,000 | 0,442** | 0,364* | 0,349* | 0,315* |
| | Signifikantnost / Significance | – | 0,003 | 0,015 | 0,020 | 0,037 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | <i>rho</i> | 0,442** | 1,000 | 0,848** | 0,346* | 0,361* |
| | Signifikantnost / Significance | 0,003 | – | 0,000 | 0,021 | 0,016 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | <i>rho</i> | 0,364* | 0,848** | 1,000 | 0,129 | 0,006 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,015 | 0,000 | – | 0,403 | 0,970 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| Omjer ukupnog duga i ukupne imovine / Ratio of total debt and total assets | <i>rho</i> | 0,349* | 0,346* | 0,129 | 1,000 | 0,738** |
| | Signifikantnost / Significance | 0,020 | 0,021 | 0,403 | – | 0,000 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| Omjer dugoročnog duga i vlastitog kapitala / Ratio of long-term debt and own capital | <i>rho</i> | 0,315* | 0,361** | 0,006 | 0,738** | 1,000 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,037 | 0,016 | 0,970 | 0,000 | – |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |

** Korelacije statistički signifikantne na razini 0,01 / Correlations statistically significant at level 0,01

* Korelacije statistički signifikantne na razini 0,05 / Correlations statistically significant at level 0,05

T-test i korelacijska analiza pokazali su da su poduzeća koja koriste cjenovne opcije različita od poduzeća koja ih ne koriste samo prema kriteriju veličine. Ostale testirane hipoteze nisu pokazale statističku signifikantnost čime se dolazi do zaključka da ne utječu na odluku poduzeća o korištenju cjenovne opcije pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije.

The t-test and correlation analysis have shown that the companies using options are different from those not using them only according to the size criterion. Other tested hypotheses have not shown any statistical significance, which leads to the conclusion that they do not influence the company's decision to use options in electricity price risk management.

Tablica 9 – Multivarijantna regresija – Upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem zamjena
Table 9 – Multivariate regression – Price risk management using swaps

| | | | | | | |
|---|------------|--|--------------------------------|----|--------|--------|
| Broj analiziranih slučajeva / No of analysed cases: 44 | | | | | | |
| Zavisna varijabla / Dependent variable | | | | | | |
| Koristi/ne koristi cjenovnu zamjenu / Using/not using swaps | | | | | | |
| Nezavisne varijable / Independent variables | | | | | | |
| Veličina / Size | | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | | | | |
| Zaduženost / Indebtedness | | Omjer ukupnog duga i ukupne imovine / Ratio of total debt and total assets | | | | |
| Interna sredstva / Internal funds | | Omjer gotovine i ukupne imovine / Ratio of cash and total assets | | | | |
| -2 Log Likelihood | | 43,944 | | | | |
| Goodness of Fit | | 37,117 | | | | |
| Cox & Snell - R ² | | 0,309 | | | | |
| Nagelkerke - R ² | | 0,414 | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Model | 16,232 | 4 | 0,0027 | | | |
| Block | 16,232 | 4 | 0,0027 | | | |
| Step | 16,232 | 4 | 0,0027 | | | |
| ----- Hosmer and Lemeshow Goodness-of-Fit Test----- | | | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Goodness-of-fit test | 11,1374 | 8 | 0,1940 | | | |
| ----- Varijable u jednadžbi / Equation variables ----- | | | | | | |
| | B | S.E. | Wald | df | Sig | R |
| Veličina / Size | 2,85E-05 | 1,425E-05 | 3,9973 | 1 | 0,0456 | 0,1822 |
| Interna sredstva / Internal funds | 14,2134 | 7,9731 | 3,1779 | 1 | 0,0746 | 0,1399 |
| Zaduženost / Indebtedness | 3,9800 | 2,4617 | 2,6138 | 1 | 0,1059 | 0,1010 |
| Konstanta / Constant | -4,0732 | 1,7744 | 5,2693 | 1 | 0,0217 | |

Na razini statističke signifikantnosti od $p = 0,05$ poduzeća koja upravljaju cjenovnim rizikom koristeći cjenovne opcije veća su od poduzeća koja ih ne koriste mjereno ukupnom vrijednošću imovine kao i vrijednošću prihoda od prodaje ostvarenih u 2005. godini (tablica 10). Srednja vrijednost ukupne imovine korisnika opcije iznosi 50 398 004 eura, dok je srednja vrijednost poduzeća koja ne koriste opcije daleko manja i iznosi 13 844 514 eura. Ovaj rezultat potvrđen je korelacijskom analizom ($\rho = 0,385$, $p = 0,01$, tablica 11).

Dodatno, srednja vrijednost prihoda od prodaje korisnika opcije iznosi 38 293 760 eura, dok je srednja vrijednost prihoda od prodaje poduzeća koja ne koriste opcije manja i iznosi 6 494 490 eura, što je dodatno potvrđeno korelacijskom analizom ($\rho = 0,334$, $p = 0,026$, tablica 11). Ipak,

At the level of statistical significance $p = 0,05$ the companies engaged in price risk management using options are larger than those not using them, measured by the total value of assets and the value of the proceeds from sales in 2005 (Table 10). The mean value of the total assets of the users of options amounts to euros 50 398 004, whereas the mean value of the companies not using options stands far below and amounts to euros 13 844 514. This result has been confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,385$, $p = 0,01$, Table 11).

Additionally, the mean value of the proceeds from sales of the users of options is euros 38 293 760, whereas the mean value of the proceeds from sales by companies not using options is smaller and amounts to euros 6 494 490, as additionally confirmed by the correlation analysis ($\rho = 0,334$,

važno je napomenuti da multivarijantna regresija (tablica 12) nije pronašla signifikantnu vezu između veličine poduzeća i odluke o korištenju cjenovnih opcija, stoga ovaj rezultat treba interpretirati s oprezom.

$p = 0,026$, Table 11). Nevertheless, it is important to note that the multivariate regression (Table 12) has not found a significant link between corporate indebtedness and the decision to use options, so this result should be interpreted with some caution.

Tablica 10 – T-test – upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem opcija
Table 10 – T-test – Price risk management using options

| | Cjenovna opcija / Option | Broj analiziranih poduzeća / No of analysed companies | Srednja vrijednost / Mean value | Standardna devijacija / Standard deviation | t-test jednakosti srednjih vrijednosti / t-test of mean value equality | Signifikantnost / Significance |
|--|--------------------------|---|---------------------------------|--|--|--------------------------------|
| Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | ne koriste / not used | 21 | 13 844,514 | 13308,801 | -2,704 | 0,010 |
| | koriste / used | 23 | 50 398,004 | 60570,519 | -2,821 | 0,009 |
| Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | ne koriste / not used | 21 | 6 494,490 | 7085,259 | -2,300 | 0,026 |
| | koriste / used | 23 | 38 293,760 | 62 933,295 | -2,407 | 0,025 |

Tablica 11 – Korelacijska analiza – korištenje opcija (engl. option) pri upravljanju cjenovnim rizikom
Table 11 – Correlation analysis – use of options in price risk management

| | | Cjenovna opcija / Option | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales |
|--|--------------------------------|--------------------------|---|--|
| Cjenovna opcija / Option | <i>rho</i> | 1,000 | 0,385** | 0,334* |
| | Signifikantnost / Significance | - | 0,010 | 0,026 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 |
| Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | <i>rho</i> | 0,385** | 1,000 | 0,848** |
| | Signifikantnost / Significance | 0,010 | - | 0,000 |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 |
| Vrijednost prihoda od prodaje / Value of proceeds from sales | <i>rho</i> | 0,334* | 0,848** | 1,000 |
| | Signifikantnost / Significance | 0,026 | 0,000 | - |
| | <i>N</i> | 44 | 44 | 44 |

** Korelacije statistički signifikantne na razini 0,01 / Correlations statistically significant at level 0,1

* Korelacije statistički signifikantne na razini 0,05 / Correlations statistically significant at level 0,5

Tablica 12 – Multivarijantna regresija – upravljanje cjenovnim rizikom korištenjem opcija
 Table 12 – Multivariate regression – price risk management using options

| | | | | | | |
|--|------------|---|-----------------------------------|----|--------|--------|
| Broj analiziranih slučajeva / No of analysed cases: 44 | | | | | | |
| Zavisna varijabla / Dependent variable | | | | | | |
| Koristi/ne koristi cjenovnu unapijednicu (forward) / Using/not using options | | | | | | |
| Nezavisne varijable / Independent variables | | | | | | |
| Veličina / Size | | Vrijednost ukupne imovine / Value of total assets | | | | |
| Zaduženost / Indebtedness | | Omjer ukupnog duga i ukupne imovine / Ratio of total debt and total assets | | | | |
| Interna sredstva / Internal funds | | Omjer gotovine i ukupne imovine / Ratio of cash and total assets | | | | |
| -2 Log Likelihood | | 48,258 | | | | |
| Goodness of Fit | | 41,298 | | | | |
| Cox & Snell - R ² | | 0,250 | | | | |
| Nagelkerke - R ² | | 0,333 | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Model | 12,648 | 4 | 0,0131 | | | |
| Block | 12,648 | 4 | 0,0131 | | | |
| Step | 12,648 | 4 | 0,0131 | | | |
| ----- Hosmer and Lemeshow Goodness-of-Fit Test----- | | | | | | |
| | Chi-Square | df | Signifikantnost / Significance | | | |
| Goodness-of-fit test | 13,6749 | 8 | 0,0906 | | | |
| ----- Varijable u jednadžbi / Equation variables ----- | | | | | | |
| | B | S.E. | Wald | df | Sig | R |
| Veličina / Size | 3,75E-05 | 2,018E-05 | 3,4545 | 1 | 0,0630 | 0,1546 |
| Interna sredstva / Internal funds | -2,1966 | 2,0944 | 1,0999 | 1 | 0,2943 | 0,000 |
| Zaduženost / Indebtedness | 10,9371 | 6.7058 | 2,6601 | 1 | 0,1029 | 0,1041 |
| Konstanta / Constant | -0,3058 | 1,2311 | 0,0617 | 1 | 0,8038 | |

4 ZAKLJUČAK

Opravdanost funkcije upravljanja rizicima, odnosno njezin pozitivan utjecaj na vrijednost poduzeća proizlazi iz postojanja nesavršenosti tržišta kapitala kao što su troškovi agenata i asimetričnost informacija, troškovi financijskih poteškoća (posebice troškovi stečajja) kao i troškovi skupog vanjskog financiranja. Pretpostavljajući da je temeljni cilj poslovanja poduzeća povećanje bogatstva dioničara, funkcija upravljanja rizicima treba se promatrati kroz njezin doprinos ovom cilju. U ovom radu testirana je valjanost hipoteza vezanih uz opravdanost funkcije upravljanja rizicima i njezin utjecaj na povećanje vrijednosti poduzeća koja su članovi Europskog udruženja trgovaca energijom. Istražilo se utječu li navedene teorije, kao i određene karakteristike poduzeća iz uzorka poput zaduženosti, veličine, likvidnosti te vrijednosti ulaganja, na odluku o korištenju unaprijednica, ročnica, opcija ili zamjena kao instrumenata zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

Nalazi univarijantne i multivarijantne analize dokazali su da su poduzeća koja koriste cjenovne unaprijednice različita od poduzeća koja ih ne koriste i to s obzirom na veću razinu zaduženosti i veću vrijednost novih investicija. Stoga se može zaključiti da poduzeća, koja ulažu više sredstava u kapitalne investicije i pri tome koriste veće količine tuđeg kapitala, u većoj mjeri koriste cjenovne unaprijednice.

S druge strane, zanimljiv je podatak da veličina poduzeća nije utjecajan čimbenik na odabir ovog instrumenta, čime se potvrđuje teza da je cjenovna unaprijednica instrument zaštite od rizika koji je u najširoj primjeni, kako među onim najvećim, tako i među manjim poduzećima. Također, indikativno je da se veličina poduzeća pokazala kao utjecajan čimbenik na odabir ročnice, zamjene i opcije kao instrumenata zaštite od rizika promjene cijene električne energije.

Može se zaključiti da je nalazima univarijantne i multivarijantne analize potvrđena hipoteza da je veličina poduzeća utjecajan čimbenik na odluku o korištenju izvedenih vrijednosnih papira pri upravljanju cjenovnim rizikom, što je konzistentno s rezultatima istraživanja koje su proveli Nance, Smith i Smithson, (1993.), Dolde (1995.), Mian (1996.), Géczy, Minton i Schrand (1997.) te Allayannis i Weston (2001.), gdje je dokazano da veća poduzeća u većoj mjeri koriste izvedene vrijednosne papire.

Objašnjenje ovog rezultata treba potražiti u problemima troškova uporabe izvedenih vrijednosnih papira. Nekim poduzećima se uporaba izvedeni-

4 CONCLUSION

The justification of the risk management function and its positive impact on corporate value comes from the imperfections of capital markets, such as agent's costs and information asymmetry, the costs of financial difficulties (especially bankruptcy costs), as well as the costs of expensive external financing. Assuming that the basic goal of corporate business is an increase in shareholder value, the risk management function should be viewed in terms of its contribution to that goal. The work tests the validity of the assumptions relating to the justification of the risk management function and its impact on the increased value of the member companies of the European Federations of Energy Traders. It has been investigated if these theories, as well as the specific corporate characteristics, such as indebtedness, size, liquidity and investment value, influence the use of forwards, futures, options or swaps as tools designed to offset the risk of energy price changes.

The findings of the univariate and multivariate analysis have shown that the companies using forwards differ from those not using them due to their greater indebtedness and higher new investment value. It can thus be concluded that the companies which are more engaged in capital investment and in this make use of higher amounts of bonded capital tend to use forwards to a greater extent.

On the other hand, it is interesting to note the fact that company size is not an influential factor in the choice of this tool, which confirms that forwards are a risk protection tool in the broadest use among big and small companies alike. Likewise, it is indicative that company size has proved to be an influential factor in the choice of futures, swaps and options as tools created to offset the risks of energy price changes.

It can be concluded that the findings of the univariate and multivariate analysis have confirmed the hypothesis that company size is an influential factor in deciding on the use of derivatives in price risk management, which is consistent with the results of surveys conducted by Nance, Smith i Smithson, (1993), Dolde (1995), Mian (1996), Géczy, Minton and Schrand (1997), Allayannis and Weston (2001), where it has been proved that larger companies are using derivatives to a greater extent.

An explanation of this result should be sought in the problems posed by the costs of using derivatives. For some companies the use of derivatives does not pay due to high costs which include

ca ne isplati zbog visokih troškova koji uključuju plaće i edukaciju zaposlenika, informatičku opremu, troškova nadzora živičnih pozicija, kao i različite transakcijske troškove kao što su brokerske naknade i troškovi nastali zbog razlike u kupovnoj i prodajnoj cijeni instrumenta (eng. bid ask spread).

Tako su uz korištenje ročnica, kao predstavnika standardiziranih terminskih ugovora kojima se trguje na burzi, vezani troškovi održavanja zauzete pozicije koji se odnose na troškove održavanja margina (engl. margin account). Svaki kupac ročnice mora na račun margine uplatiti određeni dio vrijednosti terminskog ugovora, a na kraju svakog dana trgovanja provodi se obračun pozicija investitora prema kretanju tekućih cijena na tržištu i prenose se sredstva s računa margine na kojima su ostvareni gubici na račun margine na kojem su ostvareni dobiti. Održavanje margina nosi sa sobom dodatne troškove korištenja ročnica kao instrumenta upravljanja rizicima pa ne začuđuje podatak da, zbog utjecaja ekonomija razmjera, ovaj instrument koriste samo najveća poduzeća iz uzorka. Dodatno, rezultati ekonometrijske analize dokazali su da je iznos troškova uporabe cjenovnih opcija i cjenovnih zamjena te ekonomija razmjera koja proizlazi iz marginalizacije troškova izvedenica u ukupnoj vrijednosti poduzeća, bitan čimbenik odluke poduzeća o korištenju ovih instrumenata kao zaštite od promjena cijene električne energije.

salaries and staff training, IT equipment, control of hedge positions, plus various transaction costs such as broker's fees and the bid-ask spread.

Thus the use of futures, as representatives of standardised term contracts under which stock exchange trading is conducted, involves the costs of maintaining the positions taken relating to the margin account. Each investor in futures must pay into the margin account a certain portion of the term contract value. At the end of each day of trading a settlement is made of the investors' positions according to the movement of current market prices, and the funds from the margin account with losses are transferred to the margin account with gains. Maintaining the margins involves extra costs of using futures as risk management tools, so it is not surprising that due to the effects of the economy of scale this tool is used only by the largest companies in the sample. Furthermore, the results of the econometric analysis have proved that the amount of the costs of using options and swaps and the economy of scale arising from the marginalisation of the costs of derivatives in the total value of a company is a crucial factor influencing corporate decisions to use these tools as safeguards against changing electricity prices.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] SCHMIT, J.T., ROTH, K., Cost Effectiveness of Risk Management Practices, *Journal of Risk and Insurance* 57(3), 1990
- [2] FROOT, K.A., SCHARFSTEIN, D.S., STEIN, J.C., A framework for risk management, *Harvard Business Review* 72(6), 1994
- [3] BARTRAM, S. M., Corporate risk management as a lever for shareholder value creation, *Financial-markets, institutions and instruments* 9(5), 2000
- [4] KONRAD, A.K., SCHLESINGER, H., Risk Aversion in Rent-Seeking and Rent-Augmenting Games, *The Economic Journal* 107(445), 1997
- [5] SPRČIĆ, P., KRAJCAR, S., Primjena izvedenica u upravljanju cjenovnim rizikom u energetske kompanijama, *Energija* 56(4), 2007.
- [6] MYERS, S., MAJLUF, N., Corporate financing and investment decisions when firms have information that investors do not have, *Journal of Financial Economics* 13(2), 1984
- [7] SHAPIRO, A.C., TITMAN, S., An Integrated Approach to Corporate Risk Management, STERN, J.M. and D.H CHEW Jr., eds., *The revolution in corporate finance*, Third edition. Malden, Mass. and Oxford: Blackwell Business, 1998
- [8] SMITH, C.W., Stulz, R.M., The Determinants of Firms Hedging Policies, *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 20(4), 1985
- [9] SANTOMERO, A.M., Financial Risk Management: The Whys and Hows, *Financial Markets, Institutions and Instruments* 4(5), 1995
- [10] FATEMI, A., LUFT, C., Corporate Risk Management: Costs and Benefits, *Global-Finance-Journal* 13(1), 2002
- [11] MAYERS, D. AND SMITH, C.W. Jr., On the Corporate Demand for Insurance, *The Journal of Business* 55(2), 1982
- [12] STULZ, R., Rethinking Risk Management, *Journal of Applied Corporate Finance* 9(3), 1996
- [13] DOLDE, W., Hedging, leverage and primitive risk, *Journal of Financial Engineering* 4(2), 1995
- [14] FROOT, K.A., SCHARFSTEIN, D.S., STEIN, J.C., Risk Management: Coordinating Corporate Investment and Financing Policies, *Journal of Finance* 48(5), 1993
- [15] MYERS, C.S., The Capital Structure Puzzle, *Journal of Finance* 39(3), 1984
- [16] LESSARD, D.R., Global Competition and Corporate Finance in the 1990s, *Journal of Applied Corporate Finance* 3(4), 1991
- [17] GAY, G. D., NAM, J., The underinvestment problem and corporate derivatives use, *Financial Management* 27(4), 1998
- [18] GECZY C., MINTON, B.A., SCHRAND, C., Why Firms Use Currency Derivatives, *The Journal of Finance* 52(4), 1997
- [19] GRAHAM, J.R., ROGERS, D.A., Is Corporate Hedging Consistent with Value Maximization? An Empirical Analysis, Duke University Working Paper, Place: Fuqua School of Business, Duke University, 1999
- [20] HAUSHALTER, G. D., HERON, R.A., LIE, E., Price Uncertainty and Corporate Value, *Journal of Corporate Finance: Contracting, Governance and Organization* 8(3), 2002
- [21] MIAN, S., Evidence on Corporate Hedging Policy, *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 31(3), 1996
- [22] MINTON, B.A., SCHRAND, C., The impact of cash flow volatility on discretionary investment and the cost of debt and equity financing, *Journal of Financial Economics* 54(3), 1999
- [23] NANCE, D.R., SMITH and SMITHSON, C.W., On the determinants of corporate hedging, *Journal of Finance* 48(1), 1993
- [24] TUFANO, P., Who Manages Risk? An Empirical Examination of Risk Management Practices in the Gold Mining Industry, *Journal of Finance* 51(4), 1996
- [25] ALLAYANNIS, G. and WESTON, J., The Use of Foreign Currency Derivatives and Firm Market Value, *The Review of Financial Studies* 14(1), 2001
- [26] BODNAR, G.M., HAYT, G.S., MARSTON, R.C., 1995 Wharton Survey of Derivatives Usage by US Non-Financial Firms, *Financial Management* 25(4), 1996
- [27] BODNAR, G.M., HAYT, G.S. and MARSTON, R.C., 1998 Wharton Survey of Derivatives Usage by US Non-Financial Firms, *Financial Management* 27(4), 1998
- [28] BRYMAN, A., CRAMER, D. D., *Quantitative Data Analysis*, London, New York, Routledge, 1997
- [29] ALLISON, P. D., Comparing Logit and Probit Coefficients across Groups, *Sociological Methods and Research*, 28(2), 1999
- [30] HOSMER, D., LEMESHOW, S., *Applied Logistic Regression*, Wiley & Sons, New York, 1989

- [31] MENARD, S., Applied logistic regression analysis, 2nd Edition, Thousand Oaks, CA: Sage Publications. Series: Quantitative Applications in the Social Sciences, No. 106, 2001
- [32] RICE, J. C., Logistic regression: An introduction, Thompson B. (ed)., Advances in social science methodology 3, Greenwich, CT: JAI Press 1994
- [33] ALLAYANNIS, G., OFEK, E., Exchange Rate Exposure, Hedging, and the User of Foreign Currency Derivatives, Journal of International Money and Finance 20(2), 2001
- [34] HAUSHALTER, G.D., Financing Policy, Basis Risk, and Corporate Hedging: Evidence from Oil and Gas Producers, The Journal of Finance 55(1), 2000
-

Adrese autora:

Authors' Addresses:

Prof. dr. sc. **Slavko Krajcar**
slavko.krajcar@fer.hr
Sveučilište u Zagrebu
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3
10000 Zagreb
Hrvatska

Dr. sc. **Danijela Miloš Sprčić**
danijela.milos-sprcic@efzg.hr
Sveučilište u Zagrebu
Ekonomski fakultet
Kennedyev trg 6
10000 Zagreb
Hrvatska

Mr. sc. **Petar Sprčić**
petar.sprcic@hep.hr
HEP Trgovina d.o.o.
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb
Hrvatska

Prof **Slavko Krajcar**, PhD
slavko.krajcar@fer.hr
University of Zagreb
Faculty of Electrical Engineering & Information
Technology
Unska 3
10000 Zagreb
Croatia

Danijela Miloš Sprčić, PhD
danijela.milos-sprcic@efzg.hr
University of Zagreb
Faculty of Economics
Kennedyev trg 6
10000 Zagreb
Croatia

Petar Sprčić, MSc
petar.sprcic@hep.hr
HEP Trgovina d.o.o.
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb
Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2008-01-28

Manuscript received on:
2008-01-28

Prihvaćeno:
2008-02-18

Accepted on:
2008-02-18

METODA PRORAČUNA MTU SIGNALA U 110 KV MREŽI A METHOD FOR CALCULATING THE RIPPLE CONTROL SIGNAL IN A 110 KV NETWORK

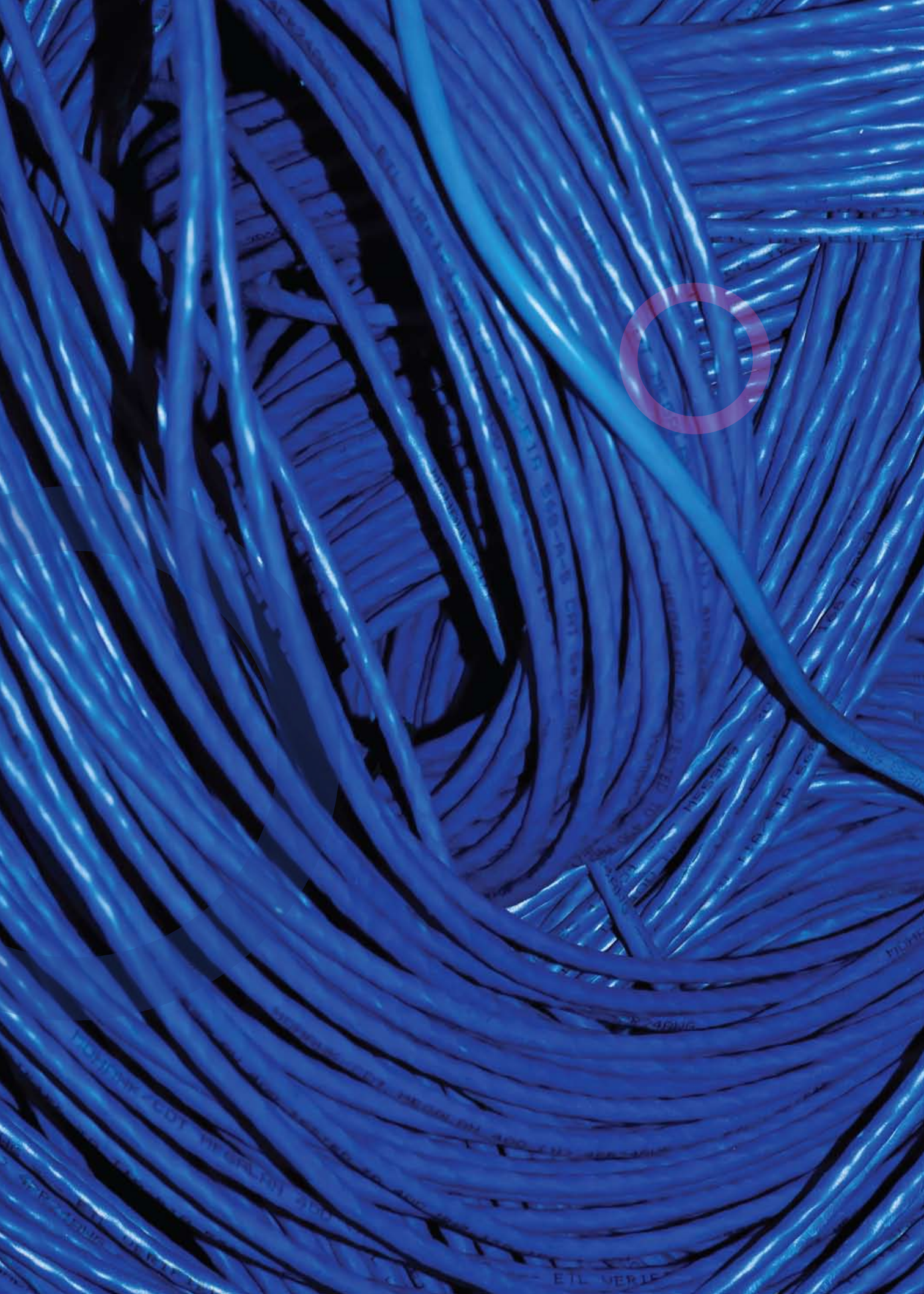
Lahorko Wagmann - Srđan Žutobradić - Milan Puharić, Zagreb,
Hrvatska

U članku je prikazana metoda proračuna širenja MTU signala u 110 kV mreži. Opisan je frekvencijski ovisan model mreže za proračun širenja MTU signala. Prezentirana je usporedba rezultata proračuna širenja MTU signala s rezultatima odgovarajućih mjerenja u mreži 110 kV.

In the article, a method is presented for the calculation of the propagation of the ripple control signal in a 110 kV network. A frequency dependent network model is described for the calculation of the propagation of the ripple control signal. A comparison of the results of the calculation of the propagation of the ripple control signal and the results of corresponding measurements in a 110 kV network are presented.

Ključne riječi: frekvencijska domena, model mreže, mrežno ton-frekvencijsko upravljanje energije.

Key words: frequency domain, network model, ripple control



1 UVOD

Mrežno ton-frekvencijsko upravljanje (MTU) jedna je od najrasprostranjenijih metoda za upravljanje brojilima u elektrodistribucijskom sustavu. Do nedavno je u Hrvatskoj postojao tek MTU sustav s injektiranjem na srednjonaponskoj razini. Situacija se tek nedavno promijenila ugradnjom dvaju postrojenja na naponskoj razini 110 kV, jednog u Zagrebu (TS Botinec) i jednog u Splitu (TS Vrboran). Pritom, takvo tehničko rješenje otvara mnoga pitanja u pogledu odabira najpovoljnije lokacije postrojenja, tehničke izvedivosti, potrebne snage i ostalih parametara postrojenja, jačine MTU signala u svim čvorištima mreže, međusobnog utjecaja MTU signala i komponenta mreže, kao što su posebice paralelni filtri, itd.

Kako bi se na takva pitanja moglo odgovoriti, potrebno je prije ugradnje samog postrojenja za utiskivanje MTU signala, još u fazi planiranja čitavog sustava, napraviti proračune širenja MTU signala. Proračun širenja MTU signala dakle, služi za određivanje značajki MTU postrojenja, odabir najpovoljnije lokacije MTU odašiljača u mreži, odabir najpovoljnije frekvencije za utiskivanje MTU signala, procjene pokrivenosti mreže MTU signalom te ocjene utjecaja pojedinih parametara elektroenergetskog sustava [1] i [2].

Za proračun širenja MTU signala potrebno je imati nadomjesnu shemu mreže koja uvažava frekvencijsku ovisnost realnih i imaginarnih dijelova impedancije pojedinih elemenata mreže, slično kao i kod proračuna širenja harmonika. Naročito važan utjecaj na točnost proračuna širenja MTU signala ima model opterećenja, zbog toga što se u modelu mreže javlja kao poprečni element, koji ima najveći utjecaj na iznos Theveninove impedancije pa samim time i na iznos izračunatog MTU signala.

Budući da su nakon izgradnje postrojenja za utiskivanje MTU signala u spomenute 110 kV transformatorske stanice napravljena mjerenja signala u čvorovima 110 kV mreže, omogućena je i usporedba rezultata proračuna s izmjerenim veličinama MTU signala. Usporedbom izmjerenih i proračunatih vrijednosti verificira se model mreže i metoda proračuna MTU signala u 110 kV mreži. Temeljem prikazanog modela proračuna napravljen je i poseban modul za proračun MTU signala kao dodatak programskom paketu NetHarmo v.5.0, koji se inače koristi za proračun širenja harmonika u elektroenergetskim mrežama. Navedeni programski paket omogućuje jednostavnu

1 INTRODUCTION

Ripple control is one of the most widely used methods for the control of meters in electrical distribution systems. Until recently in Croatia, there was only a ripple control system installed at the medium voltage level. The situation has recently changed with the construction of two plants at the voltage level of 110 kV, one in Zagreb (Botinec Substation) and one in Split (Vrboran Substation). Such a technical solution opens many questions in respect to the choice of the most suitable locations for the plants, technical feasibility, the necessary power rating and other parameters of the plants, the strength of the ripple control signal in all the network nodes, interaction between the ripple control signal and the network components, particularly parallel filters etc.

In order to be able to answer such questions, it is necessary to calculate the propagation of the ripple control signal during the planning phase of the entire system before installing the plant for the injection of the ripple control signal. Calculation of the propagation of the ripple control signal is therefore used for the determination of the properties of the ripple control signal and evaluation of the most suitable locations for the injection of the ripple control signal into the network, the selection of the most suitable frequency of the injection signal, estimation of the signal coverage area, and evaluation of the impact of individual parameters of the power system [1] and [2].

For the calculation of the propagation of the ripple control signal, it is necessary to have an equivalent circuit diagram of the network that takes into account the frequency dependence of the real and imaginary parts of the impedance of individual elements of the network, as in the calculation of the propagation of the harmonics. The load model has a particularly important influence upon the precision of the calculation of the propagation of the ripple control signal because it appears as a transverse component in the network model, which has the greatest impact on the value of Thevenin impedance and, therefore, on the value of the calculated ripple control signal.

Since signal measurement was performed in the nodes of the 110 kV network following the construction of the plants for the injection of the ripple control signal in the previously mentioned 110 kV substations, it was possible to compare the results of the calculation with the measured values of the ripple control signal. By comparing the measured and calculated values, the network model and method for the calculation of the ripple control signal in the 110 kV network are verified. Based upon the calculation model presented, a special module was devised for the calculation of the ripple control signal as supple-

analizu mreže s ciljem iznalaženja optimalnog tehničkog rješenja ugradnje MTU utiskivačkog postrojenja [1].

Načelo rada MTU slično je širenju radio signala s tom razlikom što se za prijenos signala koristi elektroenergetska mreža. Utiskivanje signala može se ostvariti paralelnim ili serijskim spojem na mrežu na visokom, srednjem ili niskom naponu. Tonfrekvencijski signal utiskuje se u mrežu pomoću odgovarajućih spojnih filtara ugođenih na određenu MTU frekvenciju. Kodirani signal unutar određenog dosega primaju MTU prijarnici koji su ugođeni na određenu MTU frekvenciju. Oni primljeni signal prevode u odgovarajuće upravljačke sklopne operacije, kao što je upravljanje tarifama, upravljanje potrošnjom, itd.

2 OPIS METODE ZA PRORAČUN ŠIRENJA MTU SIGNALA

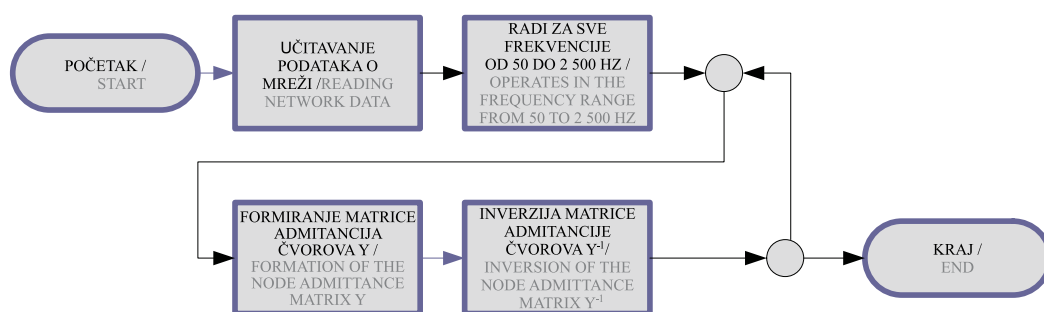
Proračun širenja MTU signala radi se zbog određivanja značajki MTU postrojenja, odabira najpovoljnije lokacije odašiljača u mreži, procjene pokrivenosti mreže MTU signalom, ocjene utjecaja pojedinih parametara elektroenergetskog sustava. Za proračun širenja MTU signala u elektroenergetskoj mreži potrebne su dvije vrste proračuna. Prva je proračun frekvencijskog odziva mreže, kod kojeg se računa matrica impedancija čvorova za sve frekvencije od 50 Hz do 2 500 Hz u koracima od po 10 Hz (slika 1).

ment to the software package NetHarmo v.5.0, which is otherwise used for the calculation of the propagation of harmonics in power networks. This software package facilities simple analysis of a network with the goal of analyzing the optimal technical solution for the construction of ripple injection plants [1].

The principle of the operation of a ripple control system is similar to the propagation of a radio signal, with the difference that a power network is used for the transmission of the signal. Injection of the signal into the network can be achieved by a parallel or serial connection at high, medium or low voltage. The tone frequency signal is injected into the network using the suitable coupling filters tuned to a specific ripple control frequency. The coded signal within a certain range is received by ripple control receivers tuned to a specific ripple control frequency. They translate the signal received into respective control and switching operations, such as tariff management, consumption management etc.

2 DESCRIPTION OF A METHOD FOR THE CALCULATION OF THE PROPAGATION OF A RIPPLE CONTROL SIGNAL

The calculation of the propagation of a ripple control signal is performed in order to determine the characteristics of a ripple control plant, select the most suitable locations for transmitters in the network, estimate the signal coverage area and evaluate the impact of individual parameters of the power system. For the calculation of the propagation of the ripple control signal in a power network, two types of calculation are necessary. The first is the calculation of the frequency response of the network, whereby the node impedance matrix for all the frequencies from 50 Hz to 2 500 Hz is calculated in increments of 10 Hz (Figure 1).



Slika 1 – Dijagram toka programa za proračun frekvencijskog odziva mreže
Figure 1 – Program flow diagram for the calculation of the network frequency response

Proračunom frekvencijskog odziva mreže dobiva se za svaki čvor ovisnost iznosa i kuta Theveninove impedancije o frekvenciji, temeljem koje je moguće nacrtati anvelopu vektora impedancije u dijagramu s realnom i imaginarnom koordinatom, takozvani locus dijagram. Matrična jednadžba prema kojoj se računa Theveninova impedancija je:

By calculating the frequency response of the network, the relation between magnitude and phase angle of the Thevenin impedance as a function of frequency is obtained for every node, on the basis of which it is possible to draw an envelope curve of impedance vectors in a diagram with real and imaginary coordinates, a so-called locus diagram. The matrix equation according to which Thevenin impedance is calculated is as follows:

$$\begin{aligned} \mathbf{Z}_f &= \mathbf{Y}_f^{-1}, \\ f &= 50, 60, \dots, 2\,500 \text{ Hz}, \end{aligned} \tag{1}$$

gdje su:

\mathbf{Z}_f - matrica impedancija čvorova za frekvenciju $[\Omega]$,
 \mathbf{Y}_f - matrica admitancija čvorova za frekvenciju [S],
 f - frekvencija [Hz].

where:

\mathbf{Z}_f - node impedance matrix for frequency $[\Omega]$,
 \mathbf{Y}_f - node admittance matrix for frequency [S],
 f - frequency [Hz].

Drugim riječima do Theveninovih impedancija čvorova dolazi se inverzijom matrice admitancija, koja se dobiva koristeći prvi Kirchoff-ov zakon, postavljanjem jednadžbi za sve čvorove promatrane mreže:

In other words, it is possible to arrive at the Thevenin impedance of nodes with an inverse admittance matrix, which is obtained using Kirchoff's first law, writing equations for all four nodes of the network studied:

$$\begin{aligned} Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 + \dots + Y_{1n} \cdot V_n &= I_1 \\ Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2 + \dots + Y_{2n} \cdot V_n &= I_2 \\ \dots & \\ Y_{n1} \cdot V_1 + Y_{n2} \cdot V_2 + \dots + Y_{nn} \cdot V_n &= I_n \end{aligned} \tag{2}$$

gdje su:

n - broj čvorova u mreži,
 Y_{ij} - admitancija između čvorova i i j [S],
 V_i - napon i -tog čvora prema referentnom čvoru [V],
 I_i - struja j -tog čvora [A].

where:

n - number of network nodes,
 Y_{ij} - admittance between nodes i and j [S],
 V_i - voltage between the i -th node and the reference node [V],
 I_i - current of the j -th node [A].

Struje I_1, \dots, I_n jednake su nuli osim u čvoru u kojem je MTU postrojenje. Naponi čvorova V_1, \dots, V_n su naponi MTU signala koji se određuju rješavanjem sustava n jednadžbi s n nepoznanica. Kod proračuna mreže računalima, praktično je jednadžbe mreže (2) moguće napisati u matričnom obliku.

Currents I_1, \dots, I_n are equal to zero except in the node with the ripple control plant. The voltages of the nodes V_1, \dots, V_n are the voltages of the ripple control signal that are determined by solving the system of n equations with n unknowns. It is practical to write the network equation (2) in matrix form when computers are used for the calculation of network parameters.

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{pmatrix} \quad (3)$$

Gornja jednađba se simbolički piše kao:

The above equation is symbolically written as follows:

$$I = Y \times V \quad (4)$$

Matrica admitancija čvorišta Y je kvadratna matrica $n \times n$, gdje je n broj nezavisnih čvorišta u mreži. Članovi matrice admitancije čvorova dobivaju se na sljedeći način:

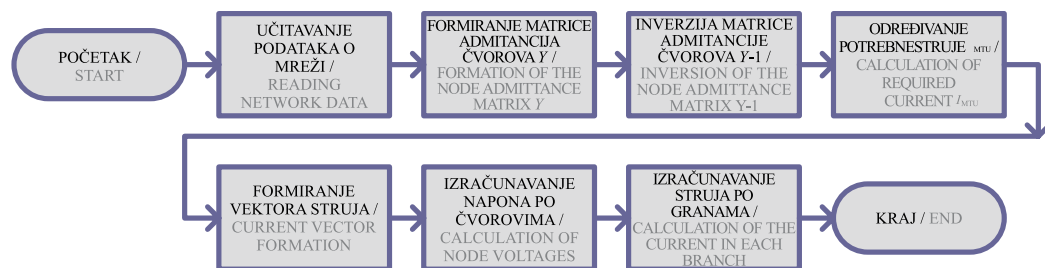
- dijagonalni član matrice admitancije čvorišta Y_{ij} , $i = 1, 2, \dots, n$, jednak je sumi admitancija grana koje su vezane za i -to čvorište te se naziva vlastita admitancija čvorišta,
- izvandijagonalni član matrice admitancije čvorišta Y_{ij} , $i = 1, 2, \dots, n$, $j = 1, 2, \dots, n$, $i \neq j$, jednak je negativnoj admitanciji grane koja povezuje čvorište i s čvorištem j .

Druga vrsta proračuna je analiza širenja MTU signala i određivanje njegove razine u svakom čvoru elektroenergetske mreže. Dijagram toka za proračun širenja MTU signala u elektroenergetskoj mreži prikazan je na slici 2.

The node admittance matrix Y is an $n \times n$ square matrix, where n is the number of independent nodes in the network. Elements of the node admittance matrix are obtained in the following manner:

- the diagonal elements of the node admittance matrix Y_{ij} , $i = 1, 2, \dots, n$, are equal to the sum of the admittances of the branches that are connected to the i -th node and are called node self admittances,
- the out of diagonal elements of the node admittance matrix Y_{ij} , $i = 1, 2, \dots, n$, $j = 1, 2, \dots, n$, $i \neq j$, are equal to the negative admittance of a branch that connects node i to j node .

The second type of calculation is the analysis of the propagation of the ripple control signal and the determination of its level in every node of the power network. A flow diagram for the calculation of the propagation of the ripple control signal in a power network is presented in Figure 2.

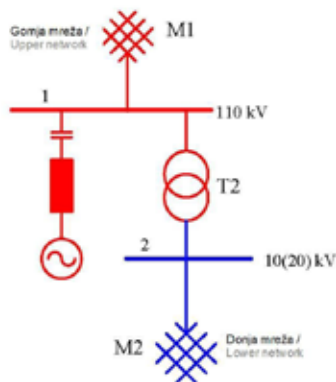


Slika 2 – Dijagram toka programa za širenje MTU signala

Figure 2 – Program flow diagram for the calculation of the propagation of the ripple control signal MTU

Ovim se proračunom prvo izračunava Theveninova impedancija mreže čvora u kojem se nalazi MTU postrojenje. Na temelju željene razine signala i Theveninove impedancije čvora izračunava se potrebni iznos struje MTU odašiljača, odnosno potrebna snaga postrojenja. Načelna shema utiskivanja MTU signala na 110 kV prikazana je na slici 3.

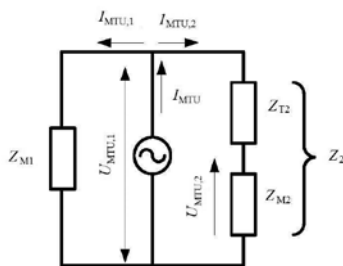
In this calculation, the Thevenin impedance of the network node with the ripple control plant is calculated first. On the basis of the desired signal level and the Thevenin impedance of the node, the required current of the ripple control transmitter is calculated, i.e. the required current of the ripple control plant. The principal diagram of the injection of the ripple control signal into 110 kV is presented in Figure 3.



Slika 3 – Utiskivanje MTU signala na 110 kV
Figure 3 – Injection of the ripple control signal MTU into 110 kV

Gornja se shema može nadomjestiti pomoću impedancija kao na slici 4.

The above diagram can be presented using impedances, as in Figure 4.



Slika 4 – Model proračuna MTU signala
Figure 4 – Model of the calculation of the ripple control signal MTU

Ukoliko je razina signala određena u postocima potrebna struja signala određuje se na sljedeći način:

If the signal level is specified in percentages, it is necessary to determine the current of the signal in the following manner:

$$I_{MTU} = \frac{u_{MTU\%}}{100} \frac{U}{\sqrt{3}Z_{uk}} \quad [A], \quad (5)$$

gdje su:

where:

$u_{MTU\%}$ – zadana jačina signala u postocima nominalnog napona,
 U – referentni napon [kV],
 Z_{uk} – ukupna impedancija mreže [Ω].

$u_{MTU\%}$ – the given strength of the signal as a % of the rated voltage,
 U – reference voltage [kV],
 Z_{uk} – total network impedance [Ω].

Ukupna impedancija mreže u kompleksnom obliku određena je izrazom:

$$Z_{uk} = \frac{Z_{M1} \cdot Z_2}{Z_{M1} + Z_2} [\Omega], \quad (6)$$

$$Z_2 = Z_{T2} + Z_{M2} [\Omega], \quad (7)$$

gdje su:

Z_{T2} – Impedancija transformatora preračunata na referentni napon $[\Omega]$,
 Z_{M1} – Impedancija mreže višeg napona $[\Omega]$,
 Z_{M2} – Impedancija mreže nižeg napona $[\Omega]$.

Struja MTU signala jednaka je zbroju struja koje odlaze u mrežu višeg i mrežu nižeg napona:

where:

Z_{T2} – Impedance of the voltage transformer $[\Omega]$,
 Z_{M1} – Impedance of the high voltage network $[\Omega]$,
 Z_{M2} – Impedance of the low voltage network $[\Omega]$.

The current of the ripple control signal is equal to the sum of all the currents flowing out into the high and low voltage networks:

$$I_{MTU} = I_{MTU,1} + I_{MTU,2} [A]. \quad (8)$$

Omjer struja obrnuto je proporcionalan omjeru ukupnih impedancija mreže višeg i mreže nižeg napona:

The currents ratio is inversely proportional to the total high voltage and low voltage network impedances:

$$\frac{|I_{MTU,1}|}{|I_{MTU,2}|} = \frac{|Z_2|}{|Z_1|} \quad (9)$$

Budući da je ukupna impedancija mreže višeg napona dosta niža od ukupne impedancije mreže nižeg napona, većina signala odlazi u mrežu višeg napona. Impedancija mreže Z_{M2} smanjuje se s porastom opterećenja, što znači da će omjer struja biti povoljniji pri većem opterećenju mreže, ali će i potrebna snaga utiskivanja biti veća. Potrebna snaga utiskivanja izračunava se pomoću formule:

Since total high voltage network impedance is considerably lower than the total low voltage network impedance, most of the signal goes into the high voltage network. Network impedance Z_{M2} decreases with an increase in the load, which means that the current ratio will be more favorable when there is a higher network load, but the required injection power will be greater. The required injection power is calculated using the following formula:

$$S_{MTU} = \sqrt{3} |U_{MTU}| \cdot |I_{MTU}| [kVA]. \quad (10)$$

Tako izračunata struja uvrštava se u matricnu jednadžbu (3) i nakon njezinog rješavanja, dobivaju se iznosi razina napona MTU signala po svim čvorovima u elektroenergetskoj mreži. Invertiranjem matrice admitancija čvorova i množenjem s vektorom struja dobivaju se vrijednosti napona u svim čvorovima:

The current calculated in this way is inserted in the matrix equation (3). The solution to the equation yields the amounts of the voltage levels of the ripple control signal for all the nodes in the power network. By inverting the node admittance matrix and multiplying it by the current vectors, the voltage values in all the nodes are obtained:

$$\mathbf{Y}^{-1} \cdot \mathbf{I} = \mathbf{V} \quad (11)$$

Ukoliko se unaprijed zna snaga MTU odašiljačkog postrojenja moguće je u proračunu zadati struju MTU signala (npr. 150 A na 110 kV). To znači da ukoliko se željena razina signala postavi previsoko, a izračunata potrebna struja odašiljača bude viša od najveće zadane struje, program će MTU signal izračunati uz zadano ograničenje struje.

Struje u granama računaju se na sljedeći način:

In the calculation, it is possible to set the value of the ripple control current, e.g. 150 A at 110 kV, if the power rating of the ripple control plant is known in advance. This means that if the desired signal level is set too high and the calculated current required is higher than the maximum set current, the program will calculate the ripple control signal under the set limit.

Currents in branches are calculated in the following manner:

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \cdot Y_{ij} \quad (12)$$

$$i = 1, 2, \dots, n, \quad j = 1, 2, \dots, n, \quad i \neq j,$$

gdje su:

V_i – napon u i -tom čvoru [V],
 V_j – napon u j -tom čvoru [V],
 Y_{ij} – admitancija promatrane grane [S],
 i, j – indeks čvorova,
 n – broj čvorova.

where:

V_i – voltage in the i -th node [V],
 V_j – voltage in the j -th node [V],
 Y_{ij} – admittance of the observed branch [S],
 i, j – node index,
 n – number of nodes.

3 MODELIRANJE MREŽE ZA PRORAČUN ŠIRENJA MTU SIGNALA

Za proračun širenja MTU signala potrebno je imati nadomjesnu shemu mreže koja uvažava frekventijsku ovisnost realnih i imaginarnih dijelova impedancije pojedinih elemenata mreže, slično kao i kod proračuna širenja harmonika. Pri promatranju širenja MTU signala uobičajeno je mrežu modelirati u direktnom sustavu simetričnih komponenata.

3.1 Nadzemni vodovi i kabeli

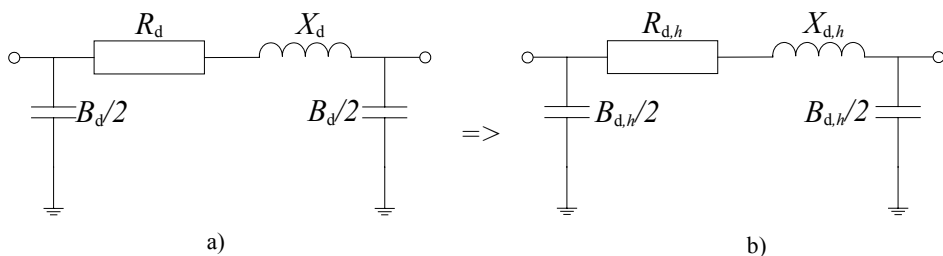
Nadzemni vodovi i kabeli na nazivnoj se frekvenciji nadomještaju konvencionalnom π -shemom, koja sadrži radni i jalovi induktivni otpor serijski spojen između dva čvora, uz poprečno spojene kapacitete (slika 5a).

3 MODELING A NETWORK FOR THE CALCULATION OF THE PROPAGATION OF THE RIPPLE CONTROL SIGNAL

For the calculation of the propagation of the ripple control signal, it is necessary to have an equivalent diagram of the network that takes into account the frequency dependence of the real and imaginary parts of the impedance of individual network elements, similar to the calculation of the propagation of harmonics. When studying the propagation of a ripple control signal, it is customary to model the network in the direct system using the method of symmetrical components

3.1 Overhead lines and cables

Overhead lines and cables at rated frequency are represented by the equivalent π -diagram, which contains active and reactive inductive resistance connected in series between two nodes, and capacitances connected in parallel (Figure 5a).



Slika 5 – Nadomjesna shema voda
Figure 5 – An equivalent circuit of a power line

Na frekvencijama višim od nazivne, parametri voda mijenjaju se na sljedeći način:

At frequencies higher than the rated frequency, the parameters of the line change in the following manner:

$$R_{d,h} = \sqrt{h} \cdot R_d \quad [\Omega/\text{km}], \quad (13)$$

$$X_{d,h} = h \cdot X_d \quad [\Omega/\text{km}], \quad (14)$$

$$B_{d,h} = h \cdot B_d \quad [\text{S}/\text{km}], \quad (15)$$

gdje su:

where:

R_d – jedinični radni otpor voda u direktnom sustavu $[\Omega/\text{km}]$,

R_d – per unit active resistance of a line in the direct system $[\Omega/\text{km}]$,

X_d – jedinična uzdužna reaktancija voda u direktnom sustavu $[\Omega/\text{km}]$,

X_d – per unit longitudinal reactance of a line in a direct system $[\Omega/\text{km}]$,

B_d – jedinična poprečna susceptancija voda u direktnom sustavu $[\text{S}/\text{km}]$.

B_d – per unit transverse susceptance of a line in a direct system $[\text{S}/\text{km}]$.

Uzdužna impedancija cijele duljine promatranog voda u direktnom sustavu iznosi (slika 5b):

The transversal impedance of the entire length of the line studied in the direct system is as follows (Figure 5b):

$$Z_{d,h} = l \cdot R_{d,h} + j(l \cdot X_{d,h}) = l \cdot \sqrt{h} \cdot R_d + j(l \cdot h \cdot X_d) \quad [\Omega/\text{km}], \quad (16)$$

gdje su:

where:

l – duljina voda $[\text{km}]$,

l – the length of the line $[\text{km}]$,

h – omjer promatrane i nazivne frekvencije.

h – the ratio of the observed and the rated frequency.

Poprečna admitancija cijele duljine voda također se mijenja u ovisnosti o frekvenciji na sljedeći način:

The transversal admittance of the entire length of the line also varies, as a function of the frequency, as follows:

$$\frac{Y_{d,h}}{2} = j \left(l \cdot \frac{B_{d,h}}{2} \right) = j \left(l \cdot h \cdot \frac{B_d}{2} \right) \quad [\text{S}/\text{km}], \quad (17)$$

3.2 Model dugog voda

Kod dugih vodova na frekvencijama višim od nazivne, zbog valnog karaktera struje i napona, model voda s koncentriranim parametrima više ne zadovoljava. U takvim slučajevima vod se nadomješta s nekoliko serijski spojenih π -shema. Na taj način dobivaju se točnije vrijednosti napona i struja u proračunu. Tri π -sheme daju točnost do 1,2 % za četvrtinu valne duljine (1 500 km za 50 Hz). S porastom frekvencije potreban broj π -shema proporcionalno raste. Vod od 300 km zahtijeva 30 π -shema da bi se postigla točnost od 1,2% za 50-ti harmonik. Blizu rezonantne frekvencije točnost modela drastično opada. Umjesto serijskog spajanja više π -shema, učinkovitije je računati s tzv. točnom, odnosno korigiranom π -shemom.

Vrijednosti impedancije i admitancije u direktnom sustavu množe se korekcijskim faktorima:

$$Z_{\pi,d,h} = Z_{\pi,i,h} = Z_{d,h} \frac{\text{sh} \theta_{d,h}}{\theta_{d,h}} \quad [\Omega], \quad (18)$$

$$\frac{Y_{\pi,d,h}}{2} = \frac{Y_{\pi,i,h}}{2} = \frac{Y_{d,h}}{2} \frac{\text{th} \left(\frac{\theta_{d,h}}{2} \right)}{\frac{\theta_{d,h}}{2}} \quad [\text{S}], \quad (19)$$

gdje su:

$Z_{d,h}$ – tavu na promatranoj frekvenciji [Ω],
 $Y_{d,h}$ – poprečna admitancija voda u direktnom sustavu na promatranoj frekvenciji [S],
 θ – bezdimenzionalna veličina.

Konstanta prodiranja ili valna konstanta voda na promatranoj frekvenciji iznosi:

where:

$Z_{d,h}$ – longitudinal line impedance in the direct system at the observed frequency [Ω],
 $Y_{d,h}$ – transversal line admittance in the direct system at the observed frequency [S],
 θ – nondimensional parameter.

The penetration constant or wave constant of the line at the observed frequency is as follows:

$$\gamma_{d,h} = \gamma_{i,h} = \sqrt{Z_{d,h} \cdot Y_{d,h}} \quad [1/\text{km}], \quad (20)$$

U računu je zgodno uzeti veličinu bez dimenzije:

In the calculation, it is convenient to use the non-dimensional parameter:

$$\theta = l \cdot \gamma, \quad (21)$$

gdje je:

l – duljina voda [km].

where:

l – the length of the line [km].

3.3 Sinkroni strojevi

Sinkroni stroj se u proračunu nadomješta subtranzijentnom reaktancijom i radnim otporom spojenom između čvora na koji je sinkroni stroj priključen i neutralne točke.

3.3 Synchronous machines

A synchronous machine is represented in the calculation by an equivalent circuit diagram with the subtransient reactance and active resistance connected between the node at which the synchronous machine is connected and a neutral point.



Slika 6 – Nadomjesna shema sinkronog stroja
Figure 6 – Equivalent circuit diagram of a synchronous machine

Induktivni otpor sinkronog stroja na nazivnoj frekvenciji računa se pomoću formule:

The inductive resistance of a synchronous machine at rated frequency is calculated using the following formula:

$$X_d'' = \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} [\Omega], \quad (22)$$

gdje su:

x_d'' – relativna direktna subtranzijentna reaktancija [%],
 S_n – nazivna snaga sinkronog stroja [MVA],
 U – referentni napon [kV].

where:

x_d'' – relative direct subtransient reactance [%],
 S_n – rated power of the synchronous machine [MVA],
 U – reference voltage [kV].

S porastom frekvencije induktivni otpor se mijenja prema formuli:

With increasing frequency, inductive resistance varies according to the formula:

$$X_{d,h}'' = h \cdot X_d'' = h \cdot \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} [\Omega], \quad (23)$$

gdje je:

h – omjer promatrane i nazivne frekvencije.

Radni otpor u ovisnosti o frekvenciji mijenja se prema formuli [3]:

where:

h – the ratio of the observed and the rated frequency.

Active resistance as a function of frequency varies according to the formula [3]:

$$R_h = R \cdot (1 + 0,1 \cdot h^{1,5}) [\Omega]. \quad (24)$$

Za generatore s istaknutim polovima za inverznu reaktanciju vrijedi:

For salient pole generators, the inverse reactance is:

$$X_i'' = \frac{1}{2} (X_d'' + X_q'') [\Omega], \quad (25)$$

gdje je:

X_q'' – subtranzijentna poprečna reaktancija sinkronog stroja [Ω].

where:

X_q'' – subtransient transversal reactance of the synchronous machine [Ω].

Impedancija u direktnom sustavu na promatranoj frekvenciji iznosi:

Impedance in the direct system at the observed frequency is as follows

$$Z_{d,h} = Z_{0,h} = R_h + jX_{d,h}'' [\Omega]. \quad (26)$$

Impedancija u inverznom sustavu na promatranoj frekvenciji iznosi:

Impedance in the inverse system at the observed frequency is as follows:

$$Z_{i,h} = R_h + jX_{i,h}'' [\Omega]. \quad (27)$$

3.4 Asinkroni strojevi

Asinkroni stroj se, kao i sinkroni, u proračunu nadomješta reaktancijom i radnim otporom spojenom između čvora na koji je asinkroni stroj priključen i neutralne točke (slika 3).

Impedancija asinkronog stroja na nazivnoj frekvenciji određuje se pomoću formule:

3.4 Asynchronous machines

An asynchronous machine, like synchronous machines, is represented in the calculation by an equivalent circuit diagram with the subtransient reactance and active resistance connected between the node at which the asynchronous machine is connected and a neutral point. (Figure 3).

Impedance of the asynchronous machine at rated frequency is determined using the following formula:

$$Z = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{ks}} = \frac{I_n}{I_{ks}} \cdot \frac{U^2}{S_n} [\Omega], \quad (28)$$

gdje su:

S_n – nazivna snaga asinkronog stroja [MVA],
 U – referentni napon [kV],
 I_{ks} – struja pokusa kratkog spoja asinkronog stroja [kA],
 I_n – nazivna struja asinkronog stroja [kA].

S porastom frekvencije impedancija asinkronog stroja se mijenja prema formuli:

where:

S_n – rated power of the asynchronous machine [MVA],
 U – reference voltage [kV],
 I_{ks} – test short circuit current of the asynchronous machine [kA],
 I_n – rated current of the asynchronous machine [kA].

With increasing frequency, the impedance of the synchronous machine varies according to the formula:

$$Z_{d,h} = \sqrt{h} \cdot R + j(h \cdot X) [\Omega], \quad (29)$$

gdje su:

R – radni otpor [Ω],
 X – jalovi induktivni otpor [Ω],
 h – omjer promatrane i nazivne frekvencije.

where:

R – active resistance [Ω],
 X – reactive resistance [Ω],
 h – the ratio of the observed and the rated frequency.

3.5 Modeliranje opterećenja

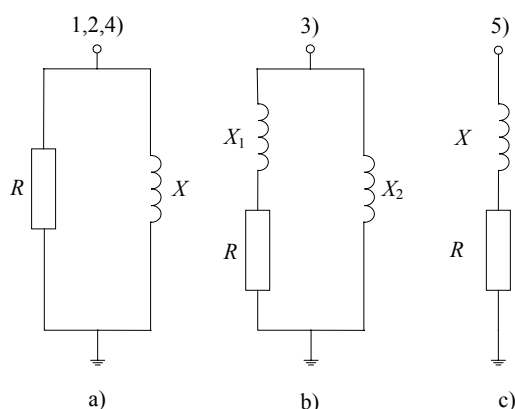
Model opterećenja ima vrlo velik utjecaj na točnost proračuna harmonika. Zbog toga što se u proračunu u nadomjesnoj shemi mreže javlja kao poprečni element, jako utječe na iznos Theveninove impedancije pa tako i na iznos izračunatog MTU signala. Iznos impedancije, kojim se opterećenje modelira opada s porastom opterećenja mreže.

U literaturi postoji nekoliko predloženih frekvencijski ovisnih modela tereta. Nadomjesne sheme tereta mogu predstavljati pojedinog potrošača ili grupu potrošača na sabirnicama. Postoje velike razlike u promjeni impedancije s frekvencijom kod industrijskih potrošača i kućanstava. Industrijski potrošači često imaju kondenzatorske baterije za kompenzaciju jalove snage, što može uzrokovati serijsku i paralelnu rezonanciju. Nekoliko je predloženih modela tereta koji su prikazani na slici 7, [5].

3.5 Load modeling

A load model has a very great impact on the accuracy of the harmonics calculation. Because in the calculation in an equivalent network circuit diagram occurs as a transversal element, and has a great impact on the value of the Thevenin impedance and thus on the value of the calculated ripple control signal. The impedance value used to model the load decreases with increasing network load.

In the literature, there are several proposed frequency-dependent load models. An equivalent load diagram can represent an individual load (consumer) or a load group (group of consumers) connected to busbars. There are great differences in impedance variation as a function of frequency for industrial customers and households. Industrial customers frequently have capacitor banks to compensate for the reactive power, which can cause serial and parallel resonances. Several proposed load models are presented in Figure 7.



Slika 7 – Modeliranje tereta za proračun viših harmonika
Figure 7 – Load modeling for the calculation of higher harmonics

Frekvencijski ovisne impedancije svakog od modela određuju se na sljedeći način:

A) U prvom modelu reaktancija i otpor ovisni su o frekvenciji (slika 7a):

The frequency dependent impedances of each of the models are determined in the following manner:

A) In the first model, reactance and resistance are frequency dependant (Figure 7a):

$$X_h = \frac{U^2}{k_h \cdot Q} [\Omega], \quad (30)$$

$$R_h = \frac{U^2}{k_h \cdot P} [\Omega], \quad (31)$$

$$k_h = 0,1 \cdot h + 0,9 \quad (32)$$

gdje su:

h – omjer promatrane i nazivne frekvencije,
 U – referentni napon [kV],
 P – djelatna snaga na nazivnoj frekvenciji [MW],
 Q – jalova snaga na nazivnoj frekvenciji [Mvar].

where:

h – the ratio of the observed and the rated frequency,
 U – reference voltage [kV],
 P – active power at the rated frequency [MW],
 Q – reactive power at the rated frequency [Mvar].

$$Y_{d,h} = \frac{1}{R_h} - j \left(\frac{1}{X_h} \right) \text{ [S]}. \quad (33)$$

B) U drugom modelu reaktancija je frekvencijski ovisna, dok je paralelni otpor konstantan (slika 7a):

B) In the second model, reactance is frequency dependant, while the parallel resistance is constant (Figure 7a):

$$X_h = \frac{h \cdot U^2}{Q} \text{ [\Omega]}, \quad (34)$$

$$R = \frac{U^2}{P} \text{ [\Omega]}, \quad (35)$$

$$Y_{d,h} = \frac{1}{R} - j \left(\frac{1}{X_h} \right) \text{ [S]}. \quad (36)$$

C) Treći model, koji se još naziva i CIGRÉ-in model, dobiven je mjerenjem tereta na srednjem naponu korištenjem tonfrekvencijskog generatora signala na frekvencijama 175 i 495 Hz (slika 7b):

C) The third model, which is also known as the CIGRÉ model, is obtained by measuring the medium voltage load using a tone frequency generator at frequencies of 175 and 495 Hz (Figure 7b):

$$R = \frac{U^2}{P} \text{ [\Omega]}, \quad (37)$$

$$X_{1,h} = 0,073 \cdot h \cdot R \text{ [\Omega]}, \quad (38)$$

$$X_{2,h} = \frac{h \cdot R}{6,7 \cdot \frac{Q}{P} - 0,74} \text{ [\Omega]}, \quad (39)$$

$$Y_{d,h} = \frac{1}{R + jX_{1,h}} - j \left(\frac{1}{X_{2,h}} \right) \text{ [S]}. \quad (40)$$

D) Kod četvrtog modela impedancija je neovisna o frekvenciji i jednaka je impedanciji na osnovnoj frekvenciji (slika 7a):

D) In the fourth model, impedance is independent of frequency and equal to the impedance at the basic frequency (Figure 7a):

$$X_h = \frac{U^2}{Q} [\Omega], \quad (41)$$

$$R = \frac{U^2}{P} [\Omega], \quad (42)$$

$$Y_{d,h} = Y_{1,h} = Y_{0,h} = \frac{1}{R} - j \left(\frac{1}{X_h} \right) [S]. \quad (43)$$

E) Peti model je serijska kombinacija induktiviteta ovisnog o frekvenciji i otpora koji je neovisan o frekvenciji (slika 7c):

E) The fifth model is a serial combination of inductance, which is frequency dependent, and resistance, which is independent of frequency (Figure 7c):

$$X_h = h \cdot \frac{U^2}{S} \cdot \sin \varphi [\Omega], \quad (44)$$

$$R = \frac{U^2}{S} \cdot \cos \varphi [\Omega], \quad (45)$$

gdje su:

S – prividna snaga opterećenja [MVA],
 $\cos \varphi$ – faktor snage opterećenja.

where:

S – apparent power load [MVA],
 $\cos \varphi$ – power load factor.

$$Z_{d,h} = R + jX_h [\Omega]. \quad (46)$$

3.6 Kondenzatorske baterije

Kondenzatorska baterija prikazuje se susceptancijom spojenom između čvora u kojeg je spojena i referentne neutralne točke. U pojedinim izvedbama za zaštitu baterije, ispred kondenzatora se spaja prigušnica tako da nadomjesna shema izgleda kao i za uskopojasni filter (slika 11). Izraz za impedanciju kondenzatorske baterije glasi:

3.6 Capacitor banks

A capacitor bank is represented with the susceptance connected between the node to which it is connected and a reference neutral point. In some cases, an inductor is connected in front of a capacitor bank to protect it. In that case, the equivalent circuit diagram looks like the one for a narrow-band filter (Figure 11). The expression for the impedance of a capacitor bank is as follows:

$$Z_{d,h} = R + j(h \cdot X) - jB_h [\Omega], \quad (47)$$

gdje su:

h – omjer promatrane i nazivne frekvencije,
 B_h – susceptancija kondenzatorske baterije u ovisnosti o frekvenciji [S],
 R – djelatni otpor prigušnice [Ω],
 X – jalovi otpor prigušnice [Ω].

where:

h – the ratio of the observed and the rated frequency,
 B_h – susceptance of the capacitor bank as a function of frequency [S],
 R – active resistance of the inductor [Ω],
 X – reactive resistance of the inductor [Ω].

U slučaju spoja u zvijezdu, susceptancija kondenzatorske baterije određuje se iz njezine nazivne reaktivne snage, na temelju formule:

$$B = \frac{Q}{U^2} [\text{S}]. \quad (48)$$

In the case of a star connection, susceptance of a capacitor bank is determined from its rated reactive power, on the basis of the following formula:

U slučaju spoja u trokut susceptancija kondenzatorske baterije određuje se iz njezine nazivne reaktivne snage na temelju formule:

$$B = \frac{Q}{3 \cdot U^2} [\Omega], \quad (49)$$

In the case of a delta connection, the susceptance of a capacitor bank is determined from its rated reactive power on the basis of the following formula:

gdje su:

Q – nazivna reaktivna snaga kondenzatorske baterije [Mvar],
 U – referentni napon [kV].

where:

Q – rated reactive power of a capacitor bank [Mvar],
 U – reference voltage [kV].

Ovisnost o frekvenciji određuje se na temelju formule:

The frequency dependence of the susceptance is determined according to the following formula:

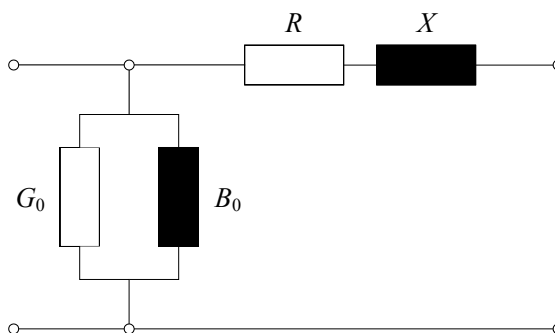
$$B_h = h \cdot B [\text{S}]. \quad (50)$$

3.7 Dvonamotni transformatori

Dvonamotni transformator se u ekvivalentnim shemama direktnog i inverznog sustava može prikazati na sljedeći način:

3.7 Two winding transformers

The equivalent circuit of a two winding transformer for the direct and inverse system can be represented in the following manner:



Slika 8 – Ekvivalentna shema dvonamotnog transformatora
 Figure 8 – Equivalent circuit diagram of a two winding transformer

Uzdužnu impedanciju transformatora na nazivnoj frekvenciji $Z = R + jX$ može se izračunati iz podataka transformatora, na sljedeći način:

The longitudinal impedance of a transformer at the rated frequency $Z = R + jX$ can be calculated from the transformer data, in the following manner:

$$Z = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} [\Omega], \quad (51)$$

gdje su:

u_k – napon pokusa kratkog spoja [%],
 U – referentni napon [kV],
 S_n – nazivna snaga [MVA].

Djelatna komponenta uzdužne grane transformatora računa se iz podataka o gubicima kratkog spoja:

where:

u_k – short circuit voltage [%],
 U – reference voltage [kV],
 S_n – rated power [MVA].

The active component of the longitudinal transformer branch is calculated from data obtained from a short circuit test:

$$R = \frac{U^2}{S_n^2} \cdot P_{cu} \text{ [\Omega]}, \quad (52)$$

gdje su:

P_{cu} – gubici u bakru [MW].

Nakon što je određena apsolutna vrijednost i realna komponenta impedancije transformatora, može se odrediti i reaktancija X pomoću formule:

where:

P_{cu} – copper losses [MW].

After the absolute value and real components of the transformer impedance are determined, it is also possible to determine reactance X using the following formula:

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \text{ [\Omega]}. \quad (53)$$

Apsolutna vrijednost admitancije poprečne grane računa se iz podatka o struji praznog hoda:

The absolute value of the admittance of the transversal branch is calculated according to data from the no-load test:

$$Y_0 = \frac{S_n}{U^2} \cdot \frac{i_0}{100} \text{ [S]}, \quad (54)$$

gdje je:

i_0 – struja praznog hoda [%].

Djelatna komponenta poprečne grane proizlazi iz podataka o gubicima praznog hoda:

where:

i_0 – no-load current [%].

The active component of the transversal branch results from the no-load losses:

$$G_0 = \frac{P_{Fe}}{U^2} \text{ [S]}, \quad (55)$$

gdje su:

P_{Fe} – gubici u željezu [MW].

Susceptancija se može odrediti iz relacije:

where:

P_{Fe} – iron losses [MW].

Susceptance can be determined from the following expression:

$$B_0 = \sqrt{Y_0^2 - G_0^2} \text{ [\Omega]}. \quad (56)$$

Umjesto s Γ -shemom moguće je koristiti π -shemu. Razlika je jedino u tome što će poprečna grana biti podijeljena na dvije poprečne grane.

U poprečnoj grani vrijednosti impedancije daleko su veće nego u uzdužnoj grani pa se stoga mogu zanemariti, što uz praktički nesmanjenu točnost, omogućava formiranje jednostavnije ekvivalentne sheme.

Unutarnja rezonantna frekvencija transformatora javlja se daleko iznad frekvencijskog dosega promatranja. Kapacitivnost među namotima i kapacitivnost prema zemlji imaju vrlo mali utjecaj na točnost rezultata.

Radni otpor transformatora na promatranoj frekvenciji određuje se po formuli [4]:

$$R_h = R \cdot (1 + k \cdot h^x) [\Omega], \quad (57)$$

gdje su:

- k – faktor koji se kreće od 0,1 do 0,2 kod srednjo naponskih i visokonaponskih transformatora,
- x – eksponent koji se kreće od 1,2 do 1,5 ovisno o snazi transformatora,
- h – omjer promatrane i nazivne frekvencije napona.

Uzdužna reaktancija transformatora na promatranoj frekvenciji određuje se po formuli:

$$X_h = h \cdot X [\Omega]. \quad (58)$$

Susceptancija poprečne grane na promatranoj frekvenciji određuje se po formuli:

$$B_{0,h} = \frac{B_0}{h} [\Omega]. \quad (59)$$

Izraz za uzdužnu impedanciju transformatora u direktnom i inverznom sustavu na promatranoj frekvenciji glasi:

$$Z_{d,h} = R_h + jX_h [\Omega]. \quad (60)$$

Instead of a Γ -diagram, it is possible to use a π -diagram. The only difference is that the transversal branch will be divided into two transversal branches.

In a transversal branch, the impedance values are far greater than in the longitudinal branch and therefore can be ignored, which practically permits the formation of a simpler equivalent circuit diagram with the same accuracy.

Transformer internal resonant frequency occurs far above the frequency range observed. Capacitance between the windings and capacitance to ground have very little impact on the precision of the results.

Active transformer resistance at the observed frequency is determined according to the following formula [4]:

where:

- k – factor ranging from 0,1 to 0,2 for medium voltage and high voltage transformers
- x – exponent ranging from 1,2 to 1,5, depending on the power rating of the transformer,
- h – the ratio of the observed and rated frequency of the voltage.

Longitudinal transformer reactance at the observed frequency is determined according to the following formula:

The susceptance of the transversal branch at the observed frequency is determined according to the following formula:

The expression for the longitudinal impedance of a transformer in direct and inverse systems at the observed frequency is as follows:

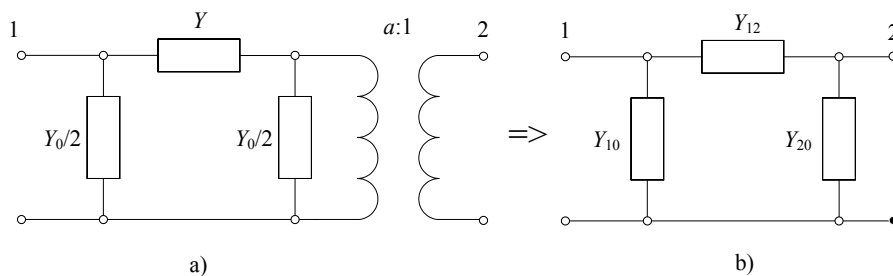
Izraz za admitanciju poprečne grane transformatora u direktnom i inverznom sustavu na promatranoj frekvenciji glasi:

$$Y_{d,h} = G_{0,h} + jB_{0,h} \text{ [S]}. \quad (61)$$

The expression for transversal branch admittance in direct and inverse systems at the observed frequency is as follows:

Načelo modeliranja dvonamotnog transformatora s nenazivnim prijenosnim omjerom prikazano je na sljedećoj slici (slika 9).

The principle for the modeling of a two winding transformer with a non-rated turns ratio is presented in the following figure (Figure 9).



Slika 9 – Shema dvonamotnog transformatora za nenazivni prijenosni omjer
Figure 9 – Circuit diagram of a two winding transformer with a non-rated turns ratio

$$Y_{12} = \frac{Y}{a} \text{ [S]}, \quad (62)$$

$$Y_{10} = \frac{1-a}{a^2} \cdot Y + \frac{Y_0}{2 \cdot a^2} \text{ [S]}, \quad (63)$$

$$Y_{20} = \frac{a-1}{a} \cdot Y + \frac{Y_0}{2} \text{ [S]}, \quad (64)$$

$$a = \frac{U_{1s}}{U_{2s}} \cdot \frac{U_{1n}}{U_{2n}}, \quad (65)$$

gdje su :

U_{1s} , U_{2s} – stvarni naponi primara i sekundara [kV],
 U_{1n} , U_{2n} – nazivni naponi primara i sekundara [kV].

where:

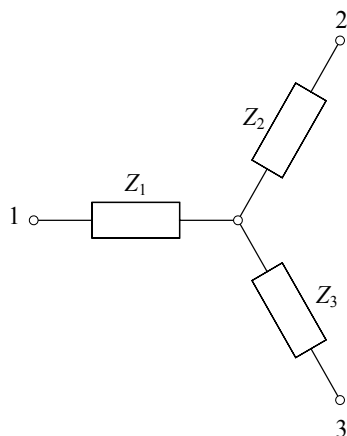
U_{1s} , U_{2s} – the actual primary and secondary voltages [kV],
 U_{1n} , U_{2n} – rated primary and secondary voltages [kV].

3.8 Tronamotni transformatori

Nadomjesna shema tronamotnog transformatora u direktnom i inverznom sustavu simetričnih komponentata određuje se prema slici 10.

3.8 Three winding transformers

The equivalent circuit diagram of a three winding transformer in direct and inverse systems of symmetrical components is determined according to Figure 10.



Slika 8 – Ekvivalentna shema dvonamotnog transformatora
Figure 8 – Equivalent circuit diagram of a two winding transformer

Kada nazivne snage pojedinih namota tronamotnog transformatora nisu međusobno jednake, treba u računu uzeti prolaznu snagu, ako nije drugačije napomenuto uz podatke o transformatoru. Prolazna snaga je nazivna snaga slabijeg od dva promatrana namota. Tako je:

When the power ratings of the individual windings of a three winding transformer are not equal, in the calculation it is necessary to take the transient power rating into account, if not otherwise specified in the transformer data. The transient power rating is the rated power of the weaker of the two passing windings. Thus:

$$Z_{12} = \frac{u_{k12}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{n12}} [\Omega], \quad (66)$$

$$Z_{13} = \frac{u_{k13}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{n13}} [\Omega], \quad (67)$$

$$Z_{23} = \frac{u_{k23}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{n23}} [\Omega], \quad (68)$$

gdje su:

$u_{k12}, u_{k13}, u_{k23}$ – naponi kratkog spoja [%],
 $S_{n12}, S_{n13}, S_{n23}$ – prolazne snage slabijeg od dva prolazna namota [MVA],
 U – referentni napon [kV].

Izrazi za impedancije iz nadomjesne sheme glase:

where:

$u_{k12}, u_{k13}, u_{k23}$ – short circuit voltages [%],
 $S_{n12}, S_{n13}, S_{n23}$ – transient power ratings of the weaker of the two passing windings MVA,
 U – reference voltage [kV].

The expressions for impedances from the equivalent circuit diagram are as follows:

$$Z_1 = \frac{1}{2}(Z_{12} + Z_{13} - Z_{23})[\Omega], \quad (69)$$

$$Z_2 = \frac{1}{2}(Z_{12} + Z_{23} - Z_{13})[\Omega], \quad (70)$$

$$Z_3 = \frac{1}{2}(Z_{13} + Z_{23} - Z_{12})[\Omega]. \quad (71)$$

Za ekvivalentnu shemu tronamotnog transformatora može se pri proračunu koristiti i spoj u trokutu umjesto zvijezde. Impedancije spoja u trokutu tada treba transfiguracijom izračunati iz impedancija spoja u zvijezdu.

Ekvivalentne sheme autotransformatora s tercijarom jednake su onima običnih transformatora, a parametri se određuju na isti način.

3.9 Prigušnice

Prigušnice su također česti elementi mreža, a postavljaju se sa svrhom da smanje struje kratkog spoja. Uglavnom se postavljaju i ispred kondenzatorskih baterija, bilo sa svrhom formiranja filtra za određene harmonike ili pak samo za ograničavanje struja uklapanja baterija na mrežu. Ekvivalentna shema ista je kao i kod dvonamotnog transformatora uz zanemarenje poprečnih admitancija. S obzirom da djelatni otpor prigušnice iznosi do 3 % veličine reaktancije prigušnice vrijedi sljedeća relacija:

$$Z \approx X = \frac{u_n}{100 \%} \cdot \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_n} = \frac{u_n}{100 \%} \cdot \frac{U^2}{Q_n} \quad [\Omega], \quad (72)$$

gdje su:

u_n – jpad napona pri nazivnoj struji [%],
 I_n – jnazivna struja [A],
 Q_n – jnazivna jalova snaga [Mvar],
 U – jreferentni napon [kV].

Reaktancija se mijenja s frekvencijom prema formuli:

$$X_h = h \cdot X \quad [\Omega], \quad (72)$$

gdje je:

h – omjer promatrane i nazivne frekvencije.

3.10 Uskopojasni filter

Uskopojasni filter nadomješta se serijskim RLC spojem, koji je spojen između čvora gdje je priključen i neutralne referentne točke (slika 11):

For the equivalent circuit diagram of a three winding transformer, it is also possible to use the delta connection instead of the star connection in the calculation. The impedance of the delta connection should be calculated by transfiguration from the impedance of the star connection.

The equivalent circuit diagrams of an autotransformer with tertiary winding are identical to those of ordinary transformers, and the parameters are determined in the same manner:

3.9 Inductors

Inductors are also common network elements and are installed for the purpose of reducing short circuit currents. They are generally installed in front of capacitor banks, either as a filter for certain harmonics or merely to reduce a capacitor bank inrush current when it is connected to the network. The equivalent circuit diagram is the same as for a two winding transformer and when the transversal admittance is neglected. Since the resistance of an inductor is up to 3 % of the order of magnitude of the inductor's reactance, the following expression applies:

where:

u_n – the voltage drop at the rated current [%],
 I_n – rated current [A],
 Q_n – rated reactive power [Mvar],
 U – reference voltage [kV].

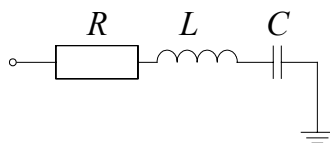
Reactance varies with frequency, according to the following formula:

where:

h – the ratio of the observed and the rated frequency.

3.10 Narrow-band filter

A narrow-band filter is represented with a series RLC branch connected between the node to which it is connected and the neutral reference point (Figure 11):



Slika 11 – Uskopojasni filtar
Figure 11 – Narrow-band filter

Izraz za impedanciju uskopojasnog filtra glasi:

The expression for narrow-band filter impedance is as follows:

$$Z_h = R + j \left(h \cdot \omega \cdot L - \frac{1}{h \cdot \omega \cdot C} \right) [\Omega], \quad [74]$$

gdje su:

R – djelatni otpor prigušnice [Ω],
 L – induktivitet prigušnice [H],
 C – kapacitet kondenzatora [F],
 ω – kružna frekvencija [rad/s],
 h – omjer promatrane i nazivne frekvencije.

where:

R – active resistance of the inductor [Ω],
 L – inductivity of the inductor [H],
 C – capacitor conductivity [F],
 ω – angular frequency [rad/s],
 h – the ratio of the observed and rated frequency.

3.11 Modeliranje razdjelne mreže

Pri proračunu širenja MTU signala u mreži 110 kV, 35(30) kV, ili 10(20) kV, često je potrebno modelom nadomjestiti razdjelnu mrežu niže naponske razine, koja je priključena na promatranu mrežu. To se radi iz praktičnih razloga, jer je često nemoguće pribaviti podatke o svim komponentama razdjelne mreže niže naponske razine. Tako se zapravo razdjelna mreža nadomješta modelom, koji sadrži prevladavajuće značajke promatrane mreže. U nadomjesnom modelu razdjelne mreže potrebno je uvažiti sljedeće pretpostavke:

- nadzemni vodovi i kabeli modeliraju se ekvivalentnom π -shemom. Kratki se vodovi mogu nadomjestiti ukupnim kapacitetom voda, spojenim na krajnje sabirnice,
- transformatori između promatrane mreže i mreže niže naponske razine nadomještaju se modelom transformatora,
- kondenzatorske baterije za kompenzaciju jalove snage trebaju se modelirati čim točnije,
- komponente, kako što su zavojnice, filtri i generatori trebaju se modelirati čim točnije,
- modeliranje mreže mora biti čim detaljnije u blizini onih dijelova mreže, koji su od interesa. Pojednostavljeni ekvivalenti mreže mogu se koristiti samo za udaljene dijelove mreže.

U sredjonaponskoj mreži postoje kabelski vodovi i kompenzacija jalove snage, koje je

3.11 Distribution network modeling

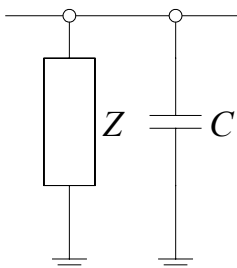
In the calculation of the propagation of the ripple control signal in a 110 kV, 35(30) kV or 10(20) kV network, it is often necessary to make an equivalent model of the low voltage distribution network, which is connected to the observed network. This is done for practical reasons because it is frequently impossible to obtain data on all the components of a distribution network of a low voltage level. Thus, the distribution model is replaced by a model, which contains the predominant characteristics of the observed network. In the equivalent model of a distribution network, it is necessary to take the following assumptions into account:

- overhead lines and cables are modeled with an equivalent π -diagram. Short lines can be replaced by the total capacitance of the line, connected to the end busbars,
- transformers between the observed network and the lower voltage network are represented by an equivalent transformer model,
- capacitor banks for the compensation of reactive power should be modeled as precisely as possible,
- components such as inductors, filters and generators should be modeled as precisely as possible,
- network modeling must be as detailed as possible in the vicinity of those parts of the network that are of interest. Simplified network equivalents can only be used for distant parts of the network.

In a medium voltage network, there are cable lines and reactive power compensators which must be

potrebno uzeti u obzir pri proračunu harmonika. Kapaciteti će se u modelu prikazati kao jedan kapacitet paralelno spojen s modelom opterećenja (slika 12). Spomenuti kapacitet može se u ovisnosti o tipu mreže određivati iz jalove reaktivne snage, koja se određuje iz udjela u ukupnom radnom opterećenju.

taken into account in the calculation of harmonics. Capacitances will be presented in the model as one capacitance connected in parallel with the model of the load. (Figure 12). This capacitance, depending on the type of network, can be determined from the reactive power, which is determined from its share of the total active load.



Slika 12 – Model opterećenja s kapacitetom
Figure 12 – A load model with capacitance

3.12 Nadomjesna shema aktivne mreže

U ekvivalentnim shemama aktivna mreža prikazuje se odgovarajućom impedancijom:

3.12 The equivalent diagram of an active network

In the equivalent circuit diagrams, an active network is presented by the corresponding impedance:

$$Z_{d,h} = R + j(h \cdot X) [\Omega], \quad (75)$$

gdje su:

R – radni otpor mreže $[\Omega]$,
 X – reaktancija mreže $[\Omega]$,
 h – omjer promatrane i nazivne frekvencije.

Reaktancija mreže u direktnom, inverznom i nul-tom sustavu računa se iz podataka o početnoj trofaznoj i jednofaznoj struji kratkog spoja mreže u točki nadomještanja:

where:

R – active network resistance $[\Omega]$,
 X – network reactance $[\Omega]$,
 h – the ratio of the observed and the rated frequency.

Network reactance in the direct, inverse and zero system is calculated from the data of the three phase and single phase short circuit currents at the equivalent node:

$$Z_d = Z_i = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{KS3}} [\Omega], \quad (76)$$

$$Z_0 = \sqrt{3} \frac{U}{I_{KS1}} - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U}{I_{KS3}} [\Omega], \quad (77)$$

gdje su:

I_{KS3} – struja trofaznog kratkog spoja u točki nadomještanja [kA],
 I_{KS1} – struja jednofaznog kratkog spoja u točki ekvivalentiranja [kA],
 U – referentni napon [kV].

where:

I_{KS3} – three phase short circuit current at the equivalent node [MVA],
 I_{KS1} – single phase short circuit current at the equivalent node [MVA],
 U – reference voltage [kV].

Kod naponskih razina viših od 35 kV djelatni otpor se može zanemariti. U ostalim slučajevima djelatni otpor može se odrediti iz omjera R/X aktivne mreže:

$$X = \frac{Z}{\sqrt{\left(\frac{R}{X}\right)^2 + 1}} [\Omega], \quad (78)$$

$$R = \sqrt{Z^2 - X^2} [\Omega]. \quad (79)$$

4 USPOREDBA REZULTATA PRORAČUNA I MJERENJA

Kako bi se predloženi model proračuna širenja MTU signala mogao verificirati potrebno je usporediti rezultate proračuna i izmjerene veličine razine MTU signala u mrežama gdje postoji utiskivanje MTU na 110 kV.

U Hrvatskoj elektroprivredi (HEP-u) do sada su izgrađena dva postrojenja MTU na 110 kV. Prvo postrojenje, koje je pušteno u pogon je u DP Elektrodalmacija Split u TS 110/35 kV Vrboran. Krajem 2004. godine također je i u DP Elektra Zagreb pušteno u pogon MTU postrojenje u TS 110/20 kV Botinec.

Mjerenja razine MTU signala napravljena su na području DP Elektrodalmacija Split za potrebe studije [7] i na području DP Elektra Zagreb za potrebe studije [8].

U ovom članku napravljeni su proračuni širenja MTU signala s odgovarajućim parametrima MTU utiskivačkog postrojenja. Rezultati proračuna usporedit će se s rezultatima navedenih mjerenja.

4.1 DP Elektro-Dalmacija Split

Za područje DP Elektrodalmacija Split napravljeni su proračuni za sadašnje stanje mreže i opterećenja (2005. godina). Osnovni parametri s kojima se napravio proračun su:

$$\begin{aligned} f_{\text{MTU}} &= 208,33 \text{ Hz}, \\ u_{\text{MTU}} &= 2,9 \%, \\ I_{\text{MTU}} &= 104,5 \text{ A}, \\ S_{\text{MTU}} &= 577,5 \text{ kVA}, \\ Z_{\text{mreže}} &= 17,6 \Omega. \end{aligned}$$

In voltage levels higher than 35 kV, active resistance can be ignored. In other cases, active resistance can be determined from the ratio R/X of the active network:

4 COMPARISON OF THE CALCULATION AND MEASUREMENT RESULTS

In order to verify the proposed calculation model of the propagation of the ripple control signal, it is necessary to compare the results of the calculations and the measured values of the level of ripple control signals in the 110 kV networks.

In the Croatian Electric Power Company (HEP), two 110 kV ripple control plants have been built up to the present. The first plant was put into operation in the area of DP Elektrodalmacija Split in the 110/35 kV Vrboran Substation. In late 2004, a ripple control plant in the 110/20 kV Botinec Substation was put into operation.

Measurements of the ripple control signal level were performed in the area of DP Elektrodalmacija Split for the purposes of the study [7] and the area of DP Elektra Zagreb for the purposes of the study [8].

In this article, calculations were performed for the propagation of the ripple control signal with the corresponding parameters of the ripple control injection plant. The results of the calculations will be compared with the results of the cited measurements.

4.1 Area of DP Elektro-Dalmacija Split

For the area of DP Elektrodalmacija Split, calculations were performed for the state of the network and network load in the year 2005. The basic parameters used in the calculation are as follows:

$$\begin{aligned} f_{\text{MTU}} &= 208,33 \text{ Hz}, \\ u_{\text{MTU}} &= 2,9 \%, \\ I_{\text{MTU}} &= 104,5 \text{ A}, \\ S_{\text{MTU}} &= 577,5 \text{ kVA}, \\ Z_{\text{mreže}} &= 17,6 \Omega. \end{aligned}$$

U tablici 1 navedeni su usporedno rezultati proračuna i rezultati mjerenja razine MTU signala u čvorovima mreže.

In Table 1, a comparison of the calculation results and the measurement results of the ripple control signal in the network nodes is presented.

Tablica 1 – Usporedba rezultata proračuna i izmjerenih veličina MTU signala u mreži DP Elektrodalmacija Split [7]
Table 1 – Comparison of the results of the calculated and measured values of the ripple control signals in the network area of DP Elektrodalmacija Split [7]

| Naziv čvora / Name of node | uMTU % Izračunato / Calculated | uMTU % Izmjereno / Measured |
|-------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| Vrboran, 110 kV | 2,90 | 2,90 |
| Sučidar, 110 kV | 2,90 | 2,80 |
| Meterize, 110 kV | 2,80 | 2,90 |
| Konjsko, 110 kV | 2,30 | 2,30 |
| Stari Grad, 110 kv | 2,30 | 2,70 |
| Nerežišća, 110 kV | 2,30 | 2,57 |
| Dugi Rat, 110 kV | 2,30 | 2,70 |
| Zakučac, 110 kV | 2,20 | 2,70 |
| Makarska, 110 kV | 1,90 | 1,94 |
| Metriže, 35 kV | 2,60 | 2,57 |
| Zakučac, 35 kV | 2,10 | 2,70 |
| Stari Grad, 35 kV | 2,10 | 3,89 |
| Nerežišće, 35 kV | 1,90 | 2,45 |
| Makarska, 35 kV | 1,70 | 1,76 |
| Opuzen, 35 kV | 1,30 | 1,59 |
| Sučidar, 10 kV | 2,10 | 2,31 |
| Makarska, 10 kV | 1,70 | 1,60 |

Iz tablice 1 vide se dobra slaganja izmjerenih i izračunatih rezultata.

From Table 1, it is evident that the measured and calculated results are in good agreement.

4.2 Utjecaj kompenzacije u TS 110/10 kV Sopot

U TS 110/10 kV Sopot istražio se utjecaj kompenzacije na 10 kV. Radi toga su napravljena mjerenja i izvršeni usporedni proračuni koji su prikazani u tablici 2. Značajke kompenzacije su:

$$\begin{aligned} U &= 10 \text{ kV,} \\ Q &= 2,4 \text{ Mvar,} \\ L &= 5,9 \text{ mH.} \end{aligned}$$

Na temelju podataka može se izračunati da je kapacitet kondenzatorske baterije:

4.2 Influence of compensation in the Sopot 110/10 kV Substation

In the Sopot 110/10 kV Substation, the influence of compensation on 10 kV was investigated. For this purpose, the measurements were conducted and calculations were performed that are presented in Table 2. The properties of compensation are as follows:

$$\begin{aligned} U &= 10 \text{ kV,} \\ Q &= 2,4 \text{ Mvar,} \\ L &= 5,9 \text{ mH.} \end{aligned}$$

On the basis of the data, it is possible to calculate the capacitance of the capacitor bank as follows:

$$C = \frac{Q}{U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_n} = \frac{2,4}{10^2 \cdot 314} = 76,4 \text{ } \mu\text{F.} \quad (80)$$

Rezonantna frekvencije filterskog sklopa je:

The resonance frequency of the filter unit is as follows:

$$f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \sqrt{L \cdot C}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \sqrt{5,9 \cdot 10^{-3} \cdot 76,4 \cdot 10^{-6}}} = 210 \text{ Hz.} \quad (80)$$

Iz navedenog se može zaključiti da će filter priključen na 10 kV sabirnice u TS 110/10 kV Sopot umanjiti signal na 10 kV sabirnicama, zbog toga što se rezonantna frekvencija nalazi dovoljno blizu frekvencije MTU signala (283,3 Hz). Spomenutu pretpostavku potvrdila su i mjerenja.

From the above, it can be concluded that the filter connected to the 10 kV busbar in the Sopot 110/10 kV Substation will reduce the signal at the 10kV busbar, because the resonant frequency is sufficiently close to the frequency of the ripple control signal (283,3 Hz). This hypothesis was also confirmed by measurements.

Tablica 2 – Utjecaj kompenzacije u TS 110/10 kV Sopot
Table 2 – The effect of compensation at the Sopot 110/10 kV Substation

| Kompenzacija / Compensation | uMTU % Izračunato / Calculated | uMTU % Izmjereno / Measured |
|-----------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| uključena / on | 1,63 | 1,78 |
| isključena / off | 2,21 | 2,18 |

Iz tablice 2 vide se dobra slaganja izmjerenih i izračunatih rezultata.

From Table 2, it is evident that the measured and calculated results are in good agreement.

5 ZAKLJUČAK

U posljednje vrijeme u Hrvatskoj elektroprivredi postoji tendencija ka ugradnji MTU utiskivačkih postrojenja na naponskoj razini 110 kV. Kako bi se došlo do optimalnih mjesta ugradnje i potrebnih značajki MTU utiskivačkih postrojenja, potrebno je prije ugradnje samog postrojenja za utiskivanje MTU signala, još u fazi planiranja čitavog sustava, napraviti proračune širenja MTU signala.

Za proračun širenja MTU signala potrebno je imati nadomjesnu shemu mreže koja uvažava frekvencijsku ovisnost realnih i imaginarnih dijelova impedancije pojedinih elemenata mreže, slično kao i kod proračuna širenja harmonika.

U ovom radu izložena je metoda proračuna širenja MTU signala na 110 kV razini. Temeljem izložene metode i frekvencijski ovisnog modela mreže napravljen je dodatni modul, kao dodatni programski paket NetHarmo v.5.0.

Usporedbom rezultata mjerenja razine MTU signala na području DP Elektroprivredna i DP Elektra Zagreb može se zaključiti da predložena metoda i programski paket mogu zadovoljiti

5 CONCLUSION

In recent times, at the Croatian Power Company (HEP), there has been a tendency to build ripple control plants at the voltage level of 110 kV. In order to determine the optimal installation site and the required characteristics of the ripple control plant prior to its construction, it is necessary to calculate the propagation of the ripple control signal during the planning of the entire system.

For the calculation of the propagation of the ripple control signal, it is necessary to have an equivalent circuit diagram of the network that takes into account the frequency dependence of the real and imaginary parts of the impedance of individual network elements, similar to the calculation of the propagation of harmonics.

In this article, a method is presented for the calculation of the propagation of the ripple control signal at the 110 kV level. Based upon the method presented and the frequency dependent network model, an additional module was devised as a supplement to the NetHarmo v.5.0 software package.

Through comparison of the results of the measurement of the levels of the ripple control signal

zahtjeve analize mreže u cilju iznalaženja optimalnog tehničkog rješenja ugradnje MTU utiskivačkog postrojenja.

in the area of DP Elektrodalmacija and DP Elektra Zagreb, it can be concluded that the proposed method and software package meet the requirements for the analysis of the network, with the goal of determining the optimal technical solution for the installation of ripple control plants.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] WAGMANN, L., MIHALEK, E., Izvodljivost primjene sustava mrežnog ton-frekventnog upravljanja sa utiskivanjem signala u mrežu 110 kV na području DP Elektroprimorje Rijeka, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2004.
- [2] ŽUTOBRADIĆ, S., WAGMANN, L., PUHARIĆ, M., Strategija uvođenja sustava mrežnog ton-frekventnog upravljanja (MTU) u mrežu 110 kV HEP-a, 6. simpozij o elektrodistribucijskoj djelatnosti, Osijek, 2006.
- [3] NEVEČEREL, D., MEHMEDOVIĆ, M., TONKOVIĆ, Z., WAGMANN, L., VARGOVIĆ, E., Nesimetrično opterećenje i viši harmonici u EES - I faza, Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, 1992.
- [4] FILIPOVIĆ, B., ŽUTOBRADIĆ, S., WAGMANN, L., Rješenje za suzbijanje širenja viših harmonika uzrokovanih postrojenjem ispravljačke stanice na Bliznečkoj cesti, Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, 1988.
- [5] Working Group 36-05 (Disturbing loads) (1), Harmonics, characteristic parameters, methods of study, estimates of existing values in the network, ELECTRA, Pariz, No. 77, 1981
- [6] MILUN, S., Kompenzacija jalove snage i utjecaj viših harmonika u elektrodistributivnoj mreži grada Zagreba, KNJIGA 2, Institut za elektroprivredu, Zagreb, 1988.
- [7] GOIĆ, R., MILUN, S., Razvoj i primjena sustava mrežnog ton-frekventnog upravljanja u DP Elektrodalmacija Split, Sveučilište u Splitu, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split, 2004.
- [8] BERBEROVIĆ, M., STRATEGIJA ZAMJENE I UVOĐENJA SUSTAVA MTU NA 110 KV U MREŽU HEP-A, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 2006.

Adrese autora:

Mr. sc. **Lahorko Wagmann**

lahorko.wagmann@hera.hr

Dr. sc. **Srđan Žutobradić**

szutobradic@hera.hr

Dr. sc. **Milan Puharić**

milan.puharic@hera.hr

Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA),
Koturaška 51, 10000 Zagreb, Hrvatska

Authors' addresses:

Lahorko Wagmann, MSc

lahorko.wagmann@hera.hr

Srđan Žutobradić, PhD

szutobradic@hera.hr

Milan Puharić, PhD

milan.puharic@hera.hr

Croatian Energy Regulatory Agency (CERA),
Koturaška 51, 10000 Zagreb, Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2007-10-09

Prihvaćeno:
2008-01-16

Manuscript received on:
2007-10-09

Accepted on:
2008-01-16

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. 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 navode se u neskrćenom obliku.

Časopis

- [1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., *The sausage machine: A new two-stage parsing model*. *Cognition*, 6 (1978)

Knjiga

- [2] NAGAO, M., *Knowledge and Inference*, Academic Press, Boston, 1988

Referat

- [3] R. L. WATROUS, L. SHASTRI *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

- [4] J. W. ROZENBLIT *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:
Hrvatska elektroprivreda d.d.
N/r tajnika Uređivački odbor – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Tel.: +385 (1) 632 2641
Faks: +385 (1) 6322143
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.

MANUSCRIPT REQUIREMENTS

- 1 Energy 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. Pages are numbered consecutively.
- 3 As a rule articles cannot exceed 14 pages of the *Energija* journal (about 9 000 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 followed by the listing of the key words.
- 6 Article 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, in the square brackets, 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)

Book

- [2] NAGAO, M., *Knowledge and Inference*, Academic Press, Boston, 1988

Paper

- [3] R. L. WATROUS, L. SHASTRI *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

- [4] J. W. ROZENBLIT *A conceptual basis for model-based system design*, PhD. Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985

- 10 An article will be accepted for publishing if it is positively evaluated by two reviewers. In the review, articles are categorized as follows:
 - original scientific papers – works containing hitherto unpublished full results of original research,
 - preliminary information – works containing hitherto unpublished preliminary results of original research,
 - review papers – works containing the original, summarised 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 necessary derived from original research.
- 11 Articles will undergo language editing and metrological reviews will be language-edited and reviewed for metrology.
- 12 Article are to be submitted in a machine-readable form plus one printout to the following address: electronic form along with 1 hard copy to :
HEP d.d. – *Energija*
Attn. Secretary to Editorial Board – Slavica Barta-Koštrun, MSc
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Tel.: +385 (1) 632 2641
Fax: +385 (1) 6322143
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. The authors will receive 5 free 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

Glavni odbor Zaklade "Hrvoje Požar", na temelju Poslovnika o dodjeli godišnje nagrade "Hrvoje Požar", te Poslovnika o stipendiranju mladih energetičara, objavljuje

NATJEČAJ

I. Znanstvenim i stručnim djelatnicima dodjeljuju se godišnje nagrade "Hrvoje Požar", u obliku plakete i povelje:

- za stručni i znanstveni doprinos razvitku energetike;
- za inovacije u području energetike;
- za realizirani projekt racionalnog gospodarenja energijom;
- za unapređenje kvalitete okoliša, vezano uz energetske objekte;
- za popularizaciju energetike.

Nagrada za stručni i znanstveni doprinos razvitku energetike u pravilu se dodjeljuje pojedincu.

Ostale nagrade se mogu dodijeliti pojedincu, grupi stručnjaka koji su zajedno izvršili nagrađeno djelo, ili organizaciji - nositelju nagrađenog projekta.

Prijedlog za dodjelu godišnjih nagrada, s pismenim obrazloženjem i s priloženom dokumentacijom, mogu podnijeti znanstvene i znanstveno-nastavne organizacije, znanstvena i stručna društva, pojedini znanstveni i javni radnici, te ostale ustanove i trgovačka društva.

II. Studentima energetske usmjerenja, završnih godina studija i diplomantima, dodjeljuje se pet (5) godišnjih nagrada "Hrvoje Požar", u obliku povelje i u novčanom iznosu:

- za izvrstan uspjeh u studiju, i/ili za posebno zapažen diplomski rad iz područja energetike.

Prijedlog za dodjelu godišnje nagrade najboljim studentima energetske usmjerenja mogu podnijeti znanstveno-nastavne organizacije, sveučilišni nastavnici, ili sami studenti.

Prijedlozi se podnose pismeno, s obrazloženjem.

III. Studentima energetske usmjerenja dodjeljuje se pet (5) jednogodišnjih stipendija za završne godine dodiplomskog studija. Prijedlog za dodjelu stipendija mogu podnijeti sveučilišni nastavnici, ili sami studenti. Kandidati koji se žele natjecati za nagradu ili stipendiju dužni su popuniti upitnik koji mogu dobiti u tajništvu Hrvatskog energetske društva te na web stranici HED-a: www.hed.hr. Diplomanti moraju osim upitnika priložiti svoj diplomski rad u elektronskom obliku.

IV. Natječaj je otvoren od 1. do 30. travnja 2008. godine.

Prijedlozi se podnose tajništvu Hrvatskog energetske društva, Zagreb, Savska cesta 163, p.p.141. Prijava mora sadržavati ime/naziv i adresu predloženika s brojem telefona.

Stipendije Zaklade "Hrvoje Požar", bit će dodijeljene kandidatima koji ne primaju druge stipendije.

Sve obavijesti mogu se dobiti na tel. 01/ 60 40 609, 63 26 134, e-mail: mmoric@eihp.hr, hed@eihp.hr

Odluka Glavnog odbora o dodjeli nagrada bit će objavljena u dnevnim listovima i stručnim publikacijama te na WEB stranici HED-a: www.hed.hr.

