

# ISPLATIVOST POTICAJNE OTKUPNE CIJENE ZA PROJEKTE VJETROELEK- TRANA U REPUBLICI HRVATSKOJ PROFITABILITY OF INCENTIVE PUR- CHASE PRICES FOR WIND FARM PROJECTS IN CROATIA

Diana Ognjan – Zoran Stanić – Željko Tomšić, Zagreb, Hrvatska

U 2007. godini dogodile su se mnoge promjene na području zakonske regulative u hrvatskoj energetici. Uz otvaranje tržišta električne energije za sve pravne osobe, 1. srpnja 2007. godine na snagu je stupio i paket od pet podzakonskih akata kojima se regulira poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije. Hrvatska je kao metodu poticaja odabrala zajamčene tarife (engl. feed-in tariffs), koje su najraširenija i trenutačno najuspješnija metoda u Europskoj uniji. U Hrvatskoj se pojavio golem interes kapitala za projekte obnovljivih izvora energije, posebice za projekte vjetroelektrana. Pritom se postavlja pitanje o stvarnoj isplativosti takvih projekata, te je li poticajna otkupna cijena dovoljno visoka kako bi se projekti vjetroelektrana u Hrvatskoj uopće isplatili. U ovom je radu dana analiza jednog generičkog projekta vjetroelektrane, instalirane snage 25 MW (razlozi odabira snage su opisani kasnije) softverom RETScreen International, razvijenim u Kanadi, a korištenom diljem svijeta. Uz uvodni dio, u kojem je opisana trenutačna situacija na području obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj, dan je i kratki pregled novouvedenih podzakonskih akata vezanih za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. U radu je detaljno obrazložen unos svih relevantnih tehničkih, ekonomskih i financijskih parametara, te su prikazani rezultati modeliranja vjetroelektrane s faktorima opterećenja (engl. capacity factor) od 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % i 30 % pomoću softvera RETScreen International. Pritom je detaljno prikazana analiza osjetljivosti i rizika za vjetroelektranu s faktorom opterećenja od 25 %, te dan konačni zaključak analize.

In 2007 the Croatian energy legislation underwent a series of changes. Along with the opening of the electricity market to all legal entities, on 1 July 2007 a package of five bylaws on the incentives to electricity generation from renewable energy resources entered into force.

The incentive method Croatia has opted for are feed-in tariffs, the widest-spread and currently most successful method in the European Union. In Croatia a massive venture capital interest in renewables is recently manifest, especially wind power projects. This raises a question about the real profitability of such projects and whether or not the incentive purchase price is high enough to make the wind power projects viable. The present work analyses a generic wind power plant project, installed power 25 MW (the reasons why this rating has been chosen are given later on), by using RETScreen International Software, developed in Canada and used throughout the world. The introductory part, which describes the current situation in Croatia regarding renewables, is followed by a brief overview of newly introduced bylaws aimed to provide incentives for electricity generation from renewables. The works explains in detail the input of all relevant technical, economic and financial parameters and shows the results of modelling a wind power plant with capacity factors of 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % and 30 % by using RETScreen International Software. A detailed susceptibility and risk analysis is given for a wind power plant with the capacity factor of 25%, followed by a conclusion.

**Ključne riječi: isplativost, obnovljivi izvori energije, vjetroelektrane, zajamčene tarife**

**Keywords: feed-in tariffs, profitability, renewables, wind power plants**



## 1 UVOD

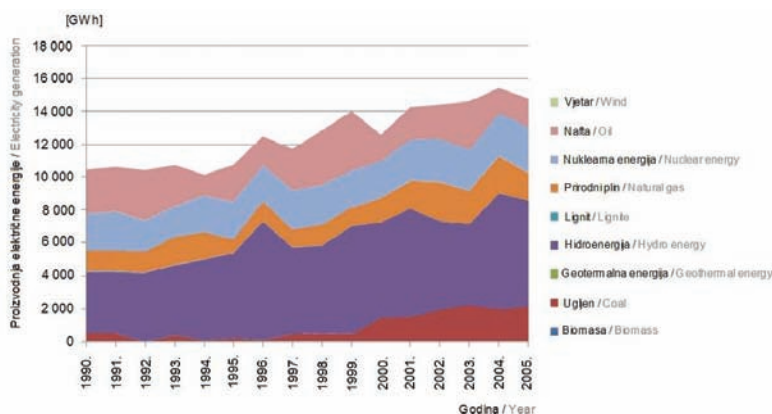
Proizvodnja električne energije u Hrvatskoj odvija se u hidroelektranama, nuklearnoj elektrani (NE) Krško (Hrvatska preuzima 50% električne energije proizvedene u toj elektrani), te elektranama na fosilna goriva (ugljen, prirodni plin, mazut). Slika 1 prikazuje strukturu proizvodnje električne energije u razdoblju od 1990. do 2005. godine gdje je vidljivo da se porast proizvodnje u proteklih desetak godina temeljio uglavnom na termoelektranama na ugljen. Iako se u službenim statistikama Europske unije proizvodnja iz NE Krško računa kao 100 % slovenska proizvodnja, na slici 1 je dodano 50 % proizvodnje iz NE Krško, s obzirom da se ona smatra vrlo važnim energetske izvorom za Hrvatsku.

Povijesno gledano, ukupna proizvodnja električne energije u Hrvatskoj vrlo je ovisna o hidrološkim prilikama. Kao primjer, u vrlo sušnoj 2003. godini proizvodnja električne energije iz hidroelektrana bila je 4 910 GWh, dok je samo godinu dana kasnije proizvodnja iznosila 7 018 GWh. Sukladno s promjenom hidroloških prilika, u Hrvatskoj se mijenjao i udio obnovljivih izvora u širem smislu u ukupnoj proizvodnji – u navedenim godinama on je iznosio 34 %, odnosno 46 %. Većina proizvodnje iz hidroenergije dolazi iz tzv. velikih hidroelektrana, tj. hidroelektrana instalirane snage veće od 10 MW. U Hrvatskoj postoji i nekoliko malih hidroelektrana u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede i privatnih subjekata ukupne instalirane snage 32,8 MW [1], kao i potencijal za razvoj još nekoliko novih projekata malih hidroelektrana na već korištenim vodotocima (Cetina) ili manjim rijekama (Ričica, Orljava, Jadro, itd.). Prema Nacionalnom energetske programu MAHE [2] ekonomski potencijal malih hidroelektrana za Hrvatsku iznosi oko 700 GWh.

## 1 INTRODUCTION

Electricity generation in Croatia takes place in hydro power plants, Nuclear Power Plant (NPP) Krško (Croatia takes 50 % of electricity produced in that power plant) and fossil fuel power plants (using coal, natural gas, heavy oil). Figure 1 shows the electricity generation structure over the period 1990 – 2005, where it can be seen that production increase in the past ten years is largely based on coal-fired thermoelectric power plants. While in the EU's official statistics NPP Krško production is considered wholly (100 %) Slovenian, Figure 1 contains 50 % of NPP Krško output, since the plant is a very important energy source for Croatia.

History shows that total electricity generation in Croatia is highly dependent on hydrological conditions. For example, in the very dry year 2003 electricity production from hydro power plants amounted to 4 910 GWh, whereas only a year later it was 7 018 GWh. In dependence on the changing hydrological conditions, the share of renewables in a broader sense in total production was changing accordingly – in the mentioned years it was 34 % and 46 % respectively. Most hydroenergy production comes from the so-called big hydro power plants, those with installed power greater than 10 MW. In Croatia there are several small hydro power plants owned by HEP and private firms, with installed power totalling 32,8 MW [1], plus a potential for a number of new small hydroelectric power projects on the already used watercourses (Cetina river) or rivulets (Ričica, Orljava, Jadro, and other). According to the National Small Hydro Power Plants Construction Programme (MAHE), the economic potential of small hydro power plants for Croatia is estimated at 700 GWh.



Slika 1 – Proizvodnja električne energije u Hrvatskoj 1990. – 2005. [3]

Figure 1 – Electricity generation in Croatia 1990-2005 [3]



U 2005. godini u rad je puštena prva hrvatska vjetroelektrana Ravne na otoku Pagu, instalirane snage 5,95 MW. Godinu dana kasnije, izgrađena je i druga vjetroelektrana, Trtar-Krtolin kod Šibenika, instalirane snage 11,2 MW. Potencijal za razvijanje projekata vjetroelektrana u Hrvatskoj i dalje postoji, a prema nekim procjenama postoje planovi za realizaciju oko 1 800 MW vjetroelektrana. Ipak, hrvatski elektroenergetski sustav još uvijek ne može prihvatiti toliku snagu iz vjetroelektrana, prvenstveno zbog njihove nestalne i kratkoročno nepredvidive prirode. Iz tog razloga, prihvati vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav (EES) trenutačno je ograničen na 360 MW [4]. Očekuje se da će se granica povećavati poboljšanjem i proširenjem sustava, te samom realizacijom pojedinih projekata vjetroelektrana.

Prema podacima iz [5] u 2005. godini proizvedeno je 10,9 GWh električne energije iz biomase (0,09% proizvodnje), dok je proizvodnja u 2006. godini lošija, proizvedeno je 6 GWh (0,04 % proizvodnje) [1]. Hrvatska ima veliki potencijal za korištenje drvene biomase u proizvodnji energije, budući da je 37 % teritorija pokriveno šumama [6]. Najveći potencijal za korištenje šumske biomase postoji u Primorsko-goranskoj i Sisačko-moslavačkoj županiji, a zanimljive su i ličke i slavonske lokacije. Ukupna godišnja količina ogrjevnog drva procijenjena je na 2 847 039 m<sup>3</sup> [6]. Uz (grubu) procjenu od 2,5 MWh po m<sup>3</sup> biomase [7] i uz korištenje cjelokupne količine ogrjevnog drva, teoretski potencijal proizvodnje energije iz biomase iznosi oko 7 TWh. Stvarni potencijal je vrlo teško procijeniti, jer on ne ovisi samo o dostupnim količinama goriva, već i o karakteristikama lokacije, utjecaju na okoliš, zakonskoj regulativi, tehnologiji, ekonomsko-financijskim pokazateljima i sl. Osim drvene biomase, postoji i mogućnost korištenja otpadaka iz poljoprivredne industrije, poput slame, kukuruzne silaže i slično.

U Hrvatskoj trenutačno nema proizvodnje električne energije iz geotermalne energije, a u planu su dva takva projekta u sjevernoj Hrvatskoj. Jedan je na lokaciji Lunjkovec-Kutnjak u blizini Koprivnice, za kojeg se u prvoj fazi očekuje oko 2 MW<sub>e</sub> instalirane električne snage [8], a drugi na lokaciji Velika Ciglana kod Bjelovara, gdje se u prvoj fazi očekuje oko 4 MW<sub>e</sub> [9]. Ovi projekti nisu zamišljeni samo kao postrojenja za proizvodnju električne energije (radi se o vrlo malim instaliranim snagama), već kao višenamjenski projekti. Geotermalna energija bi se koristila za grijanje okolnih naselja, proizvodnju cvijeća i povrća, uzgoj riba, te u sklopu hotelsko-turističkog kompleksa (toplice). Prema Nacionalnom energetskom programu GEOEN [10] ukupni potencijal geotermalne energije za proizvodnju električne energije iznosi oko 45 MW<sub>e</sub>. Najpovoljnije lokacije pritom se nalaze u sjevernim kontinentalnim područjima Hrvatske.

In 2005 the first Croatian wind farm, Ravne on the island of Pag, installed power 5,95 MW, was put into operation, followed a year later by another, Trtar-Krtolin at Šibenik, installed power 11,2 MW. There is indeed potential for developing wind energy projects in Croatia. According to some estimates, there are plans to install about 1 800 MW wind power farms. However, Croatia's electric energy system (EES) is still unable to receive that much energy from wind farms, primarily because of their volatility and short-term unpredictability. For that reason, the integration of wind power plants into the Croatian EES is currently limited to 360 MW [4]. This limit is expected to increase with the improvement and expansion of the EES and as wind power projects become materialised.

According to available data [5], in 2005 10,9 GWh electric power was produced from biomass (0,09% of total production), whereas production in 2006 was less than that, 6 GWh (0,04 % of total production) [1]. Croatia has a great potential for the utilisation of timber biomass in electricity production, as 37 % of its territory is forested [6]. The greatest potential exists in Primorje-Gorski Kotar and Sisak-Moslavina counties, but the regions of Lika and Slavonia are also to be counted with. The total annual quantity of fuelwood is estimated at 2 847 039 m<sup>3</sup> [6]. With (roughly) estimated 2,5 MWh per m<sup>3</sup> biomass [7] and with the utilisation of the total fuelwood quantity, the theoretical biomass-based energy production amounts to ca. 7 TWh. The actual potential is very hard to assess, because it depends not only on accessible fuel quantities, but also on the characteristics of a locality, the environmental impact, current legislation, available technologies, economic and financial indicators, etc. Beside the timber biomass there is also the possibility of utilising agricultural waste, such as straw, corn silage and the like.

At present there is no geothermal electricity production in Croatia. Two such projects are planned in the north of the country, one at Lunjkovec-Kutnjak locality close to Koprivnica, expected to yield 2 MW<sub>e</sub> installed power in the first stage [8], the other at Velika Ciglana near Bjelovar expected to yield 4 MW<sub>e</sub> installed power in the first stage [9]. These projects are not conceived just as electricity generation plants (having very small installed power), but as multi-purpose facilities as well. Geothermal energy would be used for heating the local communities, flower and vegetable gardening, fish cultivation and by the spa and hotel resorts there. According to the National Energy Programme GEOEN [10], the total geothermal potential for electricity production is ca. 45 MW<sub>e</sub>. The best locations are in northern continental areas of Croatia.

Proizvodnja električne energije iz Sunčeve energije u Hrvatskoj je u 2006. iznosila 49,13 MWh [1] iz ukupno instaliranih 49,96 kW. Potencijal korištenja Sunčeve energije najveći je u sedam primorskih županija, a prema Nacionalnom energetsom programu SUNEN [11] ekonomski potencijal proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava iznosi oko 300 GWh. Ipak, korištenje fotonaponskih sustava još je u začetima, s obzirom na visoku cijenu tehnologije. Uvedena poticajna cijena za proizvodnju iz sunčanih elektrana jest visoka, međutim zakonski je ograničen ukupan instalirani kapacitet sunčanih elektrana koji se potiče na 1 MW u cijeloj Republici Hrvatskoj [12].

Od ostalih tehnologija obnovljivih izvora najčešće se spominju bioplina i deponijski plin, gdje se tipično radi o elektranama manjih snaga. Ipak, te tehnologije ne bi trebalo zanemariti, osobito kad se radi o korištenju otpada, koje bi ujedno značilo smanjenje količina otpada i njegovog utjecaja na okoliš, dok bi se pritom i proizvodila korisna energija. Korištenje pomalo egzotičnih tehnologija energije plime i oseke te energije valova ne očekuje se u Hrvatskoj, prvenstveno zbog malih amplituda plime i oseke u Jadranu, kao i malog potencijala energije valova.

## 2 UVEDENA LEGISLATIVA U HRVATSKOJ

U Hrvatskoj je 1. srpnja 2007. godine na snagu stupilo pet podzakonskih akata kojima je definiran sustav poticaja obnovljivih izvora energije (i kogeneracije). Hrvatska se, kao i većina država Europske unije odlučila za sustav zajamčenih tarifa (engl. *feed-in tariffs*). Za svaki kWh proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora (i kogeneracije) isplaćuje se povlaštena cijena (poticajna otkupna cijena) prema propisanom tarifnom sustavu opisanom u nastavku. Navodimo ključne činjenice iz svakog od podzakonskih akata.

### 2.1 Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [13]

Uredba o naknadama propisuje visinu naknada za poticanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije (i kogeneracije) koju plaćaju svi kupci električne energije na svojim mjesečnim računima. Visina naknade ovisi o potrošenoj električnoj energiji, te za 2007. godinu iznosi 0,0089 HRK/kWh bez PDV-a. Prikupljena sredstva koriste se za isplatu poticajnih cijena povlaštenim proizvođačima električne energije iz obnovljivih izvora energije (i kogeneracije), za financiranje rada operatora sustava vezanog uz ovaj sustav poticaja, te za plaćanje troškova uravnoteženja elektroenergetskog sustava nastalih zbog odstupanja u vrijednostima planirane i proizvedene električne energije iz postrojenja povlaštenih proizvođača koji imaju pravo na poticajnu cijenu.

In 2006 electricity production from solar energy in Croatia stood at 49,13 MWh [1] out of total 49,96 kW installed power. The solar energy potential is the highest in seven coastal counties. According to the National Energy Programme SUNEN [11], the commercial potential of solar photovoltaic electricity generation amounts to 300 GWh. However, the use of photovoltaic technology is still in its beginnings, due to its high price. The introduced incentive price of electricity from solar power plants is high, but the total installed capacity of incentivised solar power plants is legally limited to 1 MW in the whole country [12].

Of other renewable energy technologies most often mentioned are biogas and dumpsite gas technologies, typically involving power plants of smaller power. Nevertheless, these technologies should not be ignored, especially when it comes to the utilisation of waste and thereby a reduction in the quantity and environmental impact of waste, combined with the production of useful energy. The use of somewhat exotic tidal and wave energy technologies is not expected in Croatia, primarily due to small tide and ebb amplitudes in the Adriatic, as well as small wave energy potential.

## 2 NEWLY INTRODUCED LEGISLATION

On 1 July 2007 five bylaws defining the incentive system for renewables (and cogeneration) took effect. Like most EU Member States, Croatia has opted for the feed-in tariffs. For each kWh of electric power produced from renewables (and cogeneration) an incentive purchase price is paid according to the below outlined tariff system. Key facts from each of the bylaws are emphasised.

### 2.1 Regulation on renewable energy and cogeneration incentives [13]

The Regulation defines the amount of compensation payable by all electricity users through their monthly bills as incentives designed to promote renewable energy production (including cogeneration). In 2007 it amounted to 0,0089 HRK/kWh, VAT not included. The collected funds are used to pay the incentive prices to privileged renewable energy (and cogeneration) producers to finance the operators involved in this incentive system and to cover the costs of power grid balancing incurred as a result of deviations in the values of planned and produced electric power from the facilities of privileged producers eligible for the incentive price.

## **2.2 Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče [14]**

Ovom Uredbom propisuje se minimalni udio električne energije proizvedene iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (i kogeneracijskih postrojenja) čija se proizvodnja potiče, te određuju ciljevi Republike Hrvatske u proizvodnji električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (i kogeneracijskih postrojenja).

Propisani minimalni udio obnovljivih izvora jest 5,8 % u ukupnoj potrošnji električne energije u 2010. godini. Uredba se ne primjenjuje na električnu energiju proizvedenu u hidroelektranama instalirane snage veće od 10 MW.

## **2.3 Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [15]**

Ovim Tarifnim sustavom određuje se pravo povlaštenih proizvođača električne energije na poticajnu otkupnu cijenu električne energije koju operator tržišta plaća za isporučenu električnu energiju proizvedenu iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (i kogeneracijskih postrojenja). Pritom se utvrđuje visina poticajnih otkupnih cijena za svaku od tehnologija, ovisno o snazi i proizvodnji električne energije. Poticajna cijena isplaćuje se po proizvedenom kWh električne energije.

Poticajna otkupna cijena ovisna je i o udjelu domaće komponente, koji za svaki projekt posebno utvrđuje Ministar. Iznos poticajne otkupne cijene se, također, godišnje prilagođava (raste) ovisno o rastu godišnjeg indeksa cijena na malo. Za pojedine tehnologije (vjetroelektrane instalirane snage veće od 1MW, male hidroelektrane i geotermalne elektrane) utvrđuje se isplata naknade lokalnoj zajednici u iznosu od 0,01 HRK/kWh.

U ovom Tarifnom sustavu navedeno je i kako će se poticajne otkupne cijene isplaćivati dok se ne ispuni minimalni udio od 5,8 % propisan Uredbom o minimalnom udjelu. Nakon ispunjenja tog udjela, za nove projekte se neće isplaćivati poticajne otkupne cijene.

## **2.2 Regulation on the minimum share of electricity from renewables and cogeneration eligible for incentives [14]**

The Regulation defines the minimum share of electricity generated by facilities using renewables (including cogeneration plants) eligible for incentives. The Regulation also sets the national goals regarding renewable electricity production (including cogeneration). The prescribed minimum share of renewables is 5,8 % in total electricity consumption in 2010. The Regulation does not apply to electricity supplied by hydro power plants with installed power greater than 10 MW.

## **2.3 Tariff system for electricity generation from renewables and cogeneration [15]**

This Tariff System establishes the right of privileged electricity producers to an incentive electricity price paid by the market operator for electricity supplied by facilities using renewables (and cogeneration). The amount of incentive purchase prices is fixed for each technology, in dependence on power and output. The incentive price is by kWh of generated electricity.

The incentive purchase price also depends on the share of the domestic component which for each project is fixed by the Minister. Furthermore, the amount of the incentive price is adjusted (raised) on annual basis in dependence on the annual retail price growth index. For certain technologies (wind power plants with installed power greater than 1MW, small hydro power plants and geothermal plants) a compensation amount of 0,01 HRK/kWh is payable to the local community.

In this Tariff System it is stated that the incentive purchase prices will be paid until the minimum share of 5,8 % is reached as laid down in the Minimum Share Regulation.

Tablica 1 — Poticajne otkupne cijene za obnovljive izvore energije [12]  
Table 1 — Incentive purchase prices for renewables [12]

Tip postrojenja / Type of plant	Poticajne otkupne cijene / Incentive purchase price [HRK/kWh]	
	do / up to 1 MW	iznad / above 1 MW
Sunčeve elektrane / Solar plants		
Sunčeve elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW / Solar plants with installed power up to 10 kW inclusive	3,4	—
Sunčeve elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW / Solar plants with installed power greater than 10 kW and up to 30 kW inclusive	3	—
Sunčeve elektrane instalirane snage veće od 30 kW / Solar power plants with installed power greater than 30 kW	2,1	—
Hidroelektrane* / Hydro power plants	0,69	
Energija do uključivo 5 000 MWh proizvedenih u kalendarskoj godini / Energy up to 5 000 MWh inclusive generated in the calendar year		0,69
Energija za više od 5 000 MWh, a do uključivo 15 000 MWh proizvedenih u kalendarskoj godini / Energy over 5 000 MWh and up to 15 000 MWh inclusive generated in the calendar year		0,55
Energija za više od 15 000 MWh proizvedenih u hidroelektrani u kalendarskoj godini / Energy over 15 000 MWh generated in a hydro power plant in the calendar year		0,42
Vjetroelektrane / Wind power plants	0,64	0,65
Elektrane na biomasu / Biomass power plants		
Kruta biomasa iz šumarstva i poljoprivrede (granjevina, slama, koštice...) / Solid biomass from forestry and agriculture (twigs, straw, fruit stones...)	1,2	1,04
Kruta biomasa iz drveno-prerađivačke industrije (kora, piljevina, sječka...) / Solid biomass from wood-processing industry (bark, sawdust, chops...)	0,95	0,83
Geotermalne elektrane / Geothermal plants	1,26	1,26
Elektrane na bioplin iz poljoprivrednih nasada (kukuruzna silaža...) te organskih ostataka i otpada iz poljoprivrede i prehrambeno-prerađivačke industrije (kukuruzna silaža, stajski gnoj, klaonički otpad, otpad iz proizvodnje biogoriva...) / Power plants using biogas from plantations (corn silage...) and organic waste from agriculture and food-processing industry (corn silage, manure, slaughterhouse waste, biofuel production waste...)	1,2	1,04
Elektrane na tekuća biogoriva / Power plants using liquid biofuel	0,36	0,36
Elektrane na deponijski plin i plin iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda / Power plants using dumpsite gas and gas from waste water purification plants	0,36	0,36
Elektrane na ostale obnovljive izvore (morski valovi, plima i oseka itd.) / Power plants using other renewables (sea waves, tide and ebb, etc.)	0,6	0,5

\* instalirane snage do uključivo 10 MW / installed power up to 10 MW inclusive

Do 1 MW tarifa je neovisna o proizvodnji, iznad 1 MW dijeli se prema godišnje proizvedenoj električnoj energiji / Up to 1 MW the Tariff is independent of output, above 1 MW it is classified according to annually generated electricity

#### 2.4 Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije [16]

Ovim se Pravilnikom utvrđuju obnovljivi izvori energije (i kogeneracijska postrojenja) koja se koriste za proizvodnju energije, propisuju uvjeti i mogućnosti korištenja obnovljivih izvora energije (i kogeneracijskih postrojenja) te uređuju druga pitanja od značenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije. Ovim se Pravilnikom propisuje oblik, sadržaj i način vođenja Registra projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača.

#### 2.4 Ordinance on the use of renewables and cogeneration [16]

The Ordinance specifies renewable energy sources (including cogeneration plants) being utilised for energy production, lays down conditions and possibilities of utilising renewable energy sources (including cogeneration plants) and regulates other matters relevant to the utilisation of renewables and cogeneration. Furthermore, the Ordinance prescribes the form, content and method of keeping the Register of renewable and cogeneration plants and privileged projects producers.

### 2.5 Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije [17]

Ovim se Pravilnikom propisuju uvjeti za stjecanje statusa povlaštenog proizvođača električne energije koji može steći nositelj projekta ili proizvođač koji u pojedinačnom proizvodnom objektu istodobno proizvodi električnu i toplinsku energiju, koristi otpad ili obnovljive izvore energije za proizvodnju električne energije na gospodarski primjeren način usklađen sa zaštitom okoliša.

### 2.5 Ordinance on acquiring the status of a privileged electricity producer [17]

The Ordinance lays down the conditions on which the status of a privileged electricity producer can be acquired by a project holder or a producer who in the same production facility concurrently produces electrical and thermal energy, utilises waste or renewables for electricity production in an economically viable manner aligned with environmental protection requirements.

## 3 IZRAČUN EKONOMSKE ISPLATIVOSTI VJETROELEKTRANE INSTALIRANE SNAGE 25 MW KORIŠTENJEM SOFTVERA RETSCREEN

U ovom je radu dana analiza jednog generičkog projekta vjetroelektrane, instalirane snage 25 MW softverom RETScreen International. Ključna pitanja na koja se pokušao dati odgovor su:

- Pod kojim uvjetima je poticajna otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh za vjetroelektrane dovoljno visoka da bi se projekt isplatio?
- Koliki utjecaj na projekt vjetroelektrane ima smanjenje tarife za 7 % (zbog udjela domaće komponente)?
- Kakva je osjetljivost isplativosti projekta u ovisnosti o poticajnoj otkupnoj cijeni i koji su ostali ključni utjecajni parametri?
- Koji su najrizičniji faktori (parametri) za isplativost projekta vjetroelektrane?
- Važno je naglasiti da je opisani model vjetroelektrane generički i ne odnosi se niti na jedan određeni projekt. Svaki projekt vjetroelektrane ima svoje specifičnosti i može i znatno odudarati od ovdje prikazanog modela. Svrha ovdje danog proračuna je dati generičke i međusobno usporedive podatke, te izvući zaključke o ključnim utjecajnim parametrima i utjecaju visine poticajne otkupne cijene (tarife) na isplativost projekta vjetroelektrane.

### 3.1 RETScreen softver

RETScreen International Clean Energy Project Analysis softver je alat namijenjen potpori u odlučivanju, razvijen uz pomoć velikog broja inozemnih stručnjaka iz vladinih agencija, industrije i akademskih institucija [18]. Softver, dostupan za besplatno preuzimanje s interneta, moguće je koristiti za procjenu proizvodnje energije, ušteda energije, troškova cjelokupnog životnog ciklusa, smanjenje emisija, preliminarnu ekonomsku isplativost i rizik za različite oblike tehnologija energetske učinkovitosti i obnovljivih izvora energije. Softver uključuje i baze podataka proizvođa

## 3 CALCULATING THE COMMERCIAL FEASIBILITY OF 25 MW WIND FARMS BY USING RETSCREEN INTERNATIONAL SOFTWARE

This work presents an analysis of a generic wind power project, installed power 25 MW, by using RETScreen International Software. The key questions the analysis tries to answer are as follows:

- Under which conditions is the incentive purchase price of 0,64 HRK/kWh for wind power plants high enough for the project to pay?
- What impact does the tariff reduction by 7 % have on the wind power project (on account of the share of the domestic component)?
- How susceptible is the project profitability in respect of the incentive purchase price and what other crucial influential factors are in play?
- Which are the highest risk factors (parameters) for the profitability of a wind power project?
- It is important to note that the described wind power model is generic, not relating to any particular project. Each wind power project has its specific features and may hence deviate from the herein presented model. The purpose of the herein presented calculation is to provide generic and mutually comparable data and to draw conclusions on key parameters and the impact of the amount of the incentive purchase prices (tariff) on the profitability of a wind power project.

### 3.1 RETScreen software

RETScreen International Clean Energy Project Analysis Software is a decision support tool developed with the contribution of numerous foreign experts from government, industry and academia [18]. The software, available as a free download at the RETScreen Website, can be used to evaluate the energy production, life-cycle costs and greenhouse gas emission reductions for



(npr. tipove vjetroturbina sa svim pripadajućim parametrima), troškova i klimatskih podataka.

Softver je razvijen i financiran sredstvima države Kanade, odnosno Natural Resources Canada's (NRCan) CANMET Energy Technology Centre – Varennes (CETC-Varennes). Razvoj softvera podržan je i od svjetskih institucija i programa poput NASA-a (čiji se klimatološki podaci nalaze u bazi podataka samog softvera), Global Environment Facility (GEF), United Nations Environment Programme (UNEP) i Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP).

### 3.2 Inicijalne pretpostavke

Za procjenu projekta vjetroelektrane izrađen je generički model na temelju podataka dostupnih iz literature i inozemnih proučavanja (engl. *case-study*). Cilj modela jest prikazati na koji način i u kojoj mjeri razni faktori utječu na ekonomske pokazatelje takve vjetroelektrane, s posebnim naglaskom na utjecaj visine otkupne poticajne cijene. Pritom treba imati na umu da prikazan opseg troškova i dobiti može znatno varirati ovisno o projektu.

#### 3.2.1 Tehnički parametri

##### Instalirana snaga

Instalirane snage vjetroelektrana koje se trenutačno razmatraju u Hrvatskoj znatno variraju. Instalirana snaga ovisna je o mnogo različitih faktora, kao što su veličina i konfiguracija terena, karakteristike vjetra na lokaciji, odabrani tip vjetroturbine i slično.

Većina projekata koji su u stadiju razvoja u Hrvatskoj imaju planiranu instaliranu snagu u rasponu od 20 do čak 200 MW. Trenutačna snaga koju hrvatski elektroenergetski sustav može prihvatiti propisana je na 360 MW [4]. Iz tog razloga, svim potencijalnim projektima je od strane Operatora prijenosnog sustava smanjena planirana instalirana snaga. Iako takav potez može izazvati oduštanje investitora od cijelog projekta, može dovesti i do planiranja razvoja projekta u nekoliko faza, gdje se prvotno gradi vjetroelektrana dozvoljene instalirane snage, a potom se proširuje, s obzirom na povećanje mogućnosti prihvata od strane električne mreže.

Vjetroelektrana koja se razmatra u ovom radu ima instaliranu snagu 25 MW. Ta je vrijednost uzeta kao prosjek dosad prijavljenih projekata (i dozvoljenih snaga) koji se nalaze na listi Operatora prijenosnog sustava [19].

##### Faktor opterećenja (engl. *capacity factor*)

RETSscreen omogućuje nekoliko načina unosa tehničkih parametara vjetroelektrana:

various types of renewable energy technologies. The software also includes product (such as the types of wind turbines), cost and weather databases.

The software has been developed and financed by the State of Canada, specifically the Natural Resources Canada's (NRCan) CANMET Energy Technology Centre – Varennes (CETC-Varennes), and supported by world institutions and programmes such as NASA (whose climate data are installed in the software's database), GEF, UNEP and REEEP.

### 3.2 Initial propositions

For the evaluation of wind power project a generic model has been developed, based on data available from reference literature and foreign case studies. The model is designed to show how and to which degree various factors influence the economic indicators of a wind power plant, with special emphasis on the impact of the amount of the incentive purchase price. In this regard it should be kept in mind that the presented scope of cost and gain can greatly vary depending on a project.

#### 3.2.1 Technical parameters

##### Installed power

The installed power of wind plants which are currently under consideration in Croatia varies considerably. The installed power depends on many different factors, such as the terrain elevation and configuration, the local wind pattern, the selected wind turbine type, etc.

Most projects in Croatia which are in the development stage are planned for installed power ranging from 20 to as much as 200 MW. The present power that the Croatian electric power system can take is prescribed at 360 MW [4]. For that reason, for all potential projects the planned installed power has been reduced by the Transmission System Operator. Such a move may prompt the investor to withdraw from the whole project, but it may also lead to the planning of a project in several development phases, where a wind plant of permissible installed power is built first and then extended in dependence on the power grid reception capacity.

The wind power plant studied in the present work has an installed power of 25 MW. This value is taken as the average of hitherto registered projects (and of permissible powers) on the list of the Transmission System Operator [19].

##### Capacity factor

RETSscreen allows several ways of wind power parameter input:

- direktan unos neto faktora opterećenja (ili broja radnih sati na punoj snazi),
- unos prosječne godišnje brzine vjetra na lokaciji, uz unos klimatskih parametara (temperatura, tlak i sl.) i odabir točnog tipa turbine,
- unos prosječnih mjesečnih brzina vjetra na lokaciji, uz unos klimatskih parametara (temperatura, tlak i sl.) i odabir točnog tipa turbine.

U ovom slučaju, s obzirom da se radi o generičkom projektu, odabran je prvi način unosa podataka, što znatno pojednostavljuje energetska model i čini ga neovisnim o samoj lokaciji.

S obzirom da RETScreen ne pruža mogućnost analize osjetljivosti i rizika ovisno o promjeni proizvodnje električne energije, u ovom će radu biti ručno napravljena analiza za nekoliko različitih faktora opterećenja i to: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % i 30 %. Pritom treba obratiti pozornost da se osim promjene proizvodnje, mijenja i iznos troškova održavanja (procijenjenih na 25 % ukupnih prihoda), o kojima će biti više riječi kasnije.

### Životni vijek projekta

Za životni vijek projekta uzeta je vrijednost od 20 godina. Iako se poticajne tarife isplaćuju samo za prvih 12 godina rada, vjetroelektrana tada ne prestaje s radom. Inozemna iskustva pokazuju da je životni vijek od 20 godina realistična brojka.

### 3.2.2 Ekonomski parametri

#### Otkupna cijena električne energije

S obzirom da se poticajna otkupna cijena isplaćuje samo prvih 12 godina, potrebno je modelirati cijenu na način da se i nakon isteka tih 12 godina dobiva određena tržišna otkupna cijena. U samom softveru je to napravljeno na sljedeći način:

- postavljena je tržišna otkupna cijena od 0,30 HRK/kWh za cjelokupni vijek projekta,
- postavljena je poticajna otkupna cijena (tarifa) od 0,34 HRK/kWh za prvih 12 godina.

Na taj način se za prvih 12 godina dobiva otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh (gdje je 0,01 HRK/kWh već oduzeta zbog potpore lokalnoj zajednici), a nakon toga se nastavlja otkup po tržišnoj cijeni. Nedostatak ovakvog modela unosa jest taj što, iako RETScreen pruža mogućnost unosa različitih stopa porasta za obje otkupne cijene, zbog njihovog zbrajanja ( $0,30 + 0,34 = 0,64$ ) mora koristiti jednaka stopa porasta za obje cijene.

Budući da otkupna cijena ovisi i o udjelu domaće komponente u projektu, koja može smanjiti tarifu za do 7 %, u modelu će biti napravljena analiza osjetljivosti isplativosti ovisno o smanjenju tarife.

In this case, since it is a generic project, the first data input mode has been selected, which greatly simplifies the energy model and makes it independent of the location itself.

As the RETScreen offers no possibility of susceptibility and risk analysis in dependence on changes in electricity production, this work will present a manual analysis of several different capacity factors, viz.: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % and 30 %. In this regard, attention should be paid to the fact that apart from production changes the maintenance costs (estimated at 25 % of total income) are also changing, which will be discussed below in some more detail.

### The life of the project

The life of the project is assumed to be 20 years, because although the incentive tariffs are applicable only for the first 12 years of operation, the operation of the wind plant will not cease by then. Foreign experience shows that the life of 20 years is a realistic assumption.

### 3.2.2 Economic parameters

#### Electricity purchase price

As the incentive purchase price is paid only for the first 12 years, the price must be so modelled that even after expiry of 12 years a certain market price is received. The software in question makes it in the following way:

- the market purchase price of 0,30 HRK/kWh is set for the entire life of the project,
- the incentive purchase price (tariff) of 0,34 HRK/kWh is set for the first 12 years.

In this way, for the first 12 years one gets a purchase price of 0,64 HRK/kWh (where 0,01 HRK/kWh is already deducted in favour of the local community), and then electricity supply proceeds at the market price. The weakness of this model is that, although for both purchase prices RETScreen allows inputs of various growth rates, the same growth rate must be used for both prices due to their addition ( $0,30 + 0,34 = 0,64$ ).

Since the purchase price also depends on the share of the domestic component in the project, which can reduce the tariff by up to 7 %, in the

Stopa porasta, prema Tarifnom sustavu ovisi o godišnjem indeksu cijena na malo. Budući da Državni zavod za statistiku više nema kategoriju tog imena, za potrebe ovog rada uzimat će se Godišnji indeks potrošačkih cijena.

model an analysis will be made of the susceptibility of profitability to tariff reduction.

The growth rate, according to the Tariff System, depends on the annual retail price growth index. As the Central Bureau of Statistics no longer has a category of that denomination, for the needs of this work the Annual Consumer Price Index will be taken.

Tablica 2 — Verižni godišnji indeks potrošačkih cijena [20]  
Table 2 — Annual consumer price chain index [20]

Verižni godišnji indeks potrošačkih cijena / Annual consumer price chain index							
1999./1998.	2000./1999.	2001./2000.	2002./2001.	2003./2002.	2004./2003.	2005./2004.	2006./2005.
104	104,6	103,8	101,7	101,8	102,1	103,3	103,2

Verižni godišnji indeks potrošačkih cijena pokazuje promjenu (rast) cijena u odnosu na prethodnu godinu. Primjerice, u 2006. godini potrošačke cijene su porasle 3,2 % u odnosu na 2005. godinu.

The annual consumer price chain index shows price change (growth) in relation to the previous year. For example, in 2006 consumer prices rose by 3,2 % in relation 2005.

Prosječni godišnji indeks od 1999. do 2006. godine iznosi 3 %, pa će se i ta stopa porasta primjenjivati u ovome modelu.

The average annual index from 1999 to 2006 is 3 %, so this price growth rate will be used in this model.

#### Naknada za smanjenje emisija CO<sub>2</sub>

U 2007. godini donesena je Uredba o jediničnim naknadama, korektivnim koeficijentima i pobližim kriterijima i mjerilima za utvrđivanje naknade na emisiju u okoliš ugljikovog dioksida [21]. Prema Uredbi iznos naknade za emisiju CO<sub>2</sub> u okoliš iznosi:

- za 2007. godinu – 11 HRK/t CO<sub>2</sub>,
- za 2008. godinu – 14 HRK/t CO<sub>2</sub>,
- za 2009. godinu – 18 HRK/t CO<sub>2</sub>.

#### Compensation for reduced CO<sub>2</sub> emissions

In 2007 the Regulation on unit compensations, corrective coefficients and approximate criteria and measures for determining the amount of compensation for carbon dioxide emissions [21] was adopted. Under this Regulation, compensations for CO<sub>2</sub> emissions are as follows:

- 2007 – 11 HRK/t CO<sub>2</sub>,
- 2008 – 14 HRK/t CO<sub>2</sub>,
- 2009 – 18 HRK/t CO<sub>2</sub>.

U ovom modelu nisu uzeti u obzir korektivni koeficijenti iz Uredbe.

The corrective coefficients referred to in the Regulation are not taken into account in this model.

Naknada za smanjenje emisija CO<sub>2</sub> ne predstavlja dodatan prihod u fizičkom smislu, već se odnosi na uštedu u odnosu na korištenje nekog neobnovljivog izvora iste proizvodnje.

The compensation for reduced CO<sub>2</sub> emissions is not an extra income in the physical sense of the word, it brings savings in relation to the utilisation of some other renewable energy source of the same production.

S obzirom da u modelu nije moguće unositi iznos naknade za svaku od 20 godina životnog vijeka, uzet je iznos od 11 HRK/t CO<sub>2</sub> i stopa porasta od 20 %.

Since the model does not offer the possibility of entering the amount of compensation for each of 20 years of the life of the project, the amount of 11 HRK/t CO<sub>2</sub> and the growth rate of 20 % are taken.

Kako bi bilo moguće izračunati koliki je prihod od naknade za emisije, potrebno je izračunati koliko se tona CO<sub>2</sub> ekvivalenta generira po MWh električne energije proizvedenom u Hrvatskoj. RETScreen unaprijed nudi brojku od 0,356 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh proizvedene električne energije, što odgovara zamjenjivanju električne energije proizvedenu pomoću

In order to calculate the amount of income from emission compensations, it must first be calculated how many tons of CO<sub>2</sub> equivalent is generated per MWh of electricity produced in Croatia. The figure offered by RETScreen beforehand is 0,356 t<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh

hidroelektrana i termoelektrana proizvodnjom iz modelirane vjetroelektrane. Rezultati bi mogli biti još povoljniji u korist vjetroelektrane i davati još veći prihod ako bi se u proračun uzeo faktor po kojemu bi se samo električna energija iz termoelektrana zamjenjivala onom proizvedenom u modeliranoj vjetroelektrani.

### **Ukupna investicija**

Investicija u vjetroelektranu može poprilično varirati, ovisno o terenu, odabiru turbine, duljini trajanja radova, cijenama građevinskih radova i slično.

Gruba procjena korištena u ovom generičkom modelu, a prema trenutačnom stanju u Hrvatskoj i Europi jest 10 000 000 HRK po MW instalirane snage.

Kao primjer, cijena vjetroturbine instalirane snage 2 MW uključujući transport i montažu iznosi oko 2 do 2,5 milijuna eura (od 14 600 000 do 18 250 000 kuna), što bi po MW instalirane snage iznosilo od 7 do 9 milijuna kuna. S obzirom da vjetroturbina predstavlja najveći dio troškova vjetroelektrane, iznos ukupne investicije od 10 000 000 HRK/MW je realno očekivati.

### **Troškovi održavanja**

Troškovi održavanja ovisni su o uvjetima ugovora s proizvođačem same vjetroturbine, kao i o raznim drugim faktorima. Tako neki proizvođači nude kompletno godišnje održavanje za određeni broj godina uključeno u inicijalnu cijenu vjetroturbine, dok se kod nekih to dodatno naplaćuje svake godine ili se, pak, organizacija redovnog održavanja prepušta samom investitoru.

Prema procjenama i iskustvima iz Europe, troškovi održavanja mogu se procijeniti na 25 % ukupnih godišnjih prihoda [22]. U modelu će biti napravljena i analiza osjetljivosti s obzirom na iznos troškova održavanja, gdje će se vidjeti u kojoj mjeri oni utječu na isplativost projekta.

### **3.2.3 Financijski parametri**

#### **Kredit**

U modelu je pretpostavljeno da će se za financiranje koristiti 20 % vlastitih sredstava, a 80 % kredita iz neke od komercijalnih banaka. Pritom je za kamatnu stopu kredita uzeto 7 %, a trajanje kredita iznosi 12 godina.

#### **Porez**

U modelu se računa s porezom na dobit od 20 %. Ukoliko se lokacija nalazi na području od posebne državne skrbi, potrebno je provjeriti postoji li kakva mogućnost smanjenja te stope.

#### **Amortizacija**

RETSscreen nema mogućnost unošenja individu-

of produced electricity, which corresponds to the substitution of electricity produced by hydra power plants and thermo power plants by production from the modelled wind power plant. The results may be even more favourable for the wind power plant and may promise an even higher income, if the calculation were to take into account the factor by which only the electricity from thermo power plants would be substituted by the electricity produced by the modelled wind power plant.

### **Total investment**

Investment in a wind farm may greatly vary relative to the terrain, the choice of turbine, the length and price of construction works, etc.

A rough estimate used in this generic model, in line with the current situation in Croatia and Europe, is 10 000 000 HRK per MW of installed power.

As an example, the price of a 2 MW wind turbine including transport and installation varies from 2 to 2,5 million euros (14 600 000 to 18 250 000 HRK), which per MW of installed power would amount to HRK 7 to 9 million. As the wind turbine makes the bulk of the cost of a wind power plant, a total investment of 10 000 000 HRK/MW is quite realistic to expect.

### **Maintenance costs**

Maintenance costs depend on the terms and conditions of contract with the wind turbine manufacturer, as well as on a number of other factors. Thus some manufacturers offer complete annual maintenance for a specified number of years included in the initial price of the wind turbine, whereas others additionally charge this on annual basis, or the organisation of regular maintenance is left to the investor.

According to European experiences, maintenance costs can be assessed at 25 % of total annual income [22]. In the model a susceptibility analysis will also be made in relation to the amount of maintenance costs, where it will be seen how much they affect project profitability.

### **3.2.3 Financial parameters**

#### **Loan**

It is assumed in the model that 20 % of own capital will be used, 80 % loan from a commercial bank. 7 % is interest rate, loan period 12 years.

#### **Tax**

In the model, allowance is made for a profit tax of 20 %. If the project is located in the Area of Special State Concern, the possibility of a lower rate should be checked.



alnih stopa amortizacije za građevinske objekte, opremu i nematerijalnu imovinu, kao što je predviđeno u Pravilniku o amortizaciji [23]. RETScreen ipak omogućuje unos zajedničke stope amortizacije. S obzirom da oprema (vjetroturbina, transformatori itd.) predstavlja većinu troškova koji se mogu amortizirati, uzeto je da se 90 % ukupne investicije amortizira i to linearno kroz period od 15 godina.

#### Diskontna stopa

Za diskontnu stopu je uzeta jednaka stopa kao i za kredit, znači 7 %.

#### Inflacija

RETScreen omogućuje unos godišnje inflacije, koja je u Hrvatskoj jednaka verižnom godišnjem indeksu potrošačkih cijena minus 100 (znači za 2006. godinu  $103,2\% - 100\% = 3,2\%$ ). Za iznos inflacije u modelu je uzet iznos od 3 %, jednako kao i kod porasta otkupne cijene.

#### 3.2.4 Zbirni pregled svih parametara

Radi lakšeg pregleda, u nastavku je dan tablični popis svih opisanih parametara.

#### Depreciation

RETScreen has no capability of entering individual depreciation rates for buildings, equipment and intangible assets, as required by the Depreciation Ordinance [23]. However, RETScreen allows the input of a common depreciation rate. Since the equipment (wind turbine, transformers, etc.) accounts for most depreciable costs, it is taken that 90 % of total investment is linearly depreciable over a period of 15 years.

#### Discount rate

7 % is taken as the discount rate, the same as for the loan.

#### Inflation

RETScreen allows the annual inflation input. In Croatia this equals the annual consumer price chain index minus 100 (for 2006 it is  $103,2\%$  minus  $100\% = 3,2\%$ ). For the inflation 3 % is taken, the same as for the purchase price growth.

#### 3.2.4 A summary of all parameters

For easier overview, a tabular list of all described parameters is given below.

Tablica 3 — Zbirni pregled postavki  
Table 3 — Parameters summed up

Tehnički parametri / Technical parameters	
Instalirana snaga / Installed power	25 MW
Faktor opterećenja (broj sati rada na nazivnoj snazi) / Capacity factor (number of full-load operating hours)	18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 %, 30 %
Životni vijek projekta / Life of the project	20 godina / years
Ekonomski parametri – otkupne cijene / Economic parameters – purchase prices	
Poticajna otkupna cijena električne energije / Incentive purchase price of electricity	0,64 HRK/kWh (0,30 + 0,34)
Trajanje poticajne cijene / Incentive price period	12 godina / years
Godišnji porast poticajne cijene / Annual growth of incentive price	3 %
Otkupna cijena nakon 12 godina (sadašnja vrijednost) / Purchase price after 12 years (present value)	0,30 HRK/kWh
Stopa porasta otkupne cijene / Purchase price growth rate	3 %
Naknada za smanjenje CO <sub>2</sub> / Compensation for reduced CO <sub>2</sub>	11 HRK/t CO <sub>2</sub>
Trajanje naknade / Compensation period	20 godina / years
Godišnji porast naknade / Annual compensation growth rate	20 %
Ekonomski parametri – investicija i održavanje / Economic parameters – investment and maintenance	
Ukupna investicija / Total investment	10 000 000 HRK/MW
Održavanje / Maintenance	25 % ukupnih godišnjih prihoda / 25 % of total annual income
Financijski parametri / Financial parameters	
Omjer duga / Debt share	80 %
Trajanje kredita / Loan period	12 godina / years
Kamatna stopa / Interest rate	7 %
Inflacija / Inflation	3 %
Porez na dobit / Profit tax	20 %
Osnovica amortizacije / Depreciation base	90 % ukupne investicije / 90 % of total investment
Period amortizacije / Depreciation period	15 godina / years
Diskontna stopa (za izračun NSV) / Discount rate (for calculating NCV)	7%

### 3.3 Rezultati modeliranja

U rezultatima modeliranja dan je pregled financijske isplativosti izračunate modelom i to konsolidirano u jednoj tablici radi lakše usporedbe. Dan je i prikaz analize osjetljivosti i rizika za jedan reprezentativni slučaj (faktor opterećenja 25 %). Rezultati su prikazani prema faktorima opterećenja.

Iz prikazanih rezultata je vidljivo da modelirana vjetroelektrana postaje isplativa kod faktora opterećenja od malo iznad 22 %, iako je u tom slučaju govorimo samo o pokrivanju troškova. Prava isplativost događa se tek kod faktora opterećenja od 25 %, odnosno 2 190 radnih sati godišnje na punoj snazi. Najjednostavnije je to primijetiti na izračunu neto sadašnje vrijednosti, koja za taj faktor opterećenja postaje izrazito pozitivna. Važan parametar predstavlja i interna stopa rentabilnosti (ISR) koja mora biti veća od kamatne stope kredita. Na isti način može se reći da je tarifa od 0,64 HRK/kWh za vjetroelektrane povoljna ukoliko se radi o projektima koji imaju faktor opterećenja iznad 22 %, odnosno više od 1 930 radnih sati na punoj snazi.

#### 3.3.1 Zbirni pregled glavnih parametara i rezultata

### 3.3 Results of modelling

The results of modelling provide an overview of model-computed financial viability, consolidated in a single table for easier comparison. The susceptibility and risk analysis is also given for a representative case (capacity factor 25 %). The results are shown according to capacity factors.

The presented results show that the modelled wind plant becomes profitable at a capacity factor slightly above 22 %, although in that case is it just covers the cost. The real profitability steps in at a capacity factor of 25 %, or 2,190 operating hours a year at full load. It is easy to see it in the calculation of net present value which for this capacity factor becomes clearly positive. An important parameter is also the internal rate of return (IRR) that must be higher than the loan interest rate. Similarly, the tariff of 0,64 HRK/kWh for wind plants can be said to be favourable if it applies to projects with the capacity factor above 22 %, or more than 1 930 full-load operating hours.

#### 3.3.1 Overview of principal parameters and results

Tablica 4 — Zbirni pregled glavnih parametara i rezultata  
Tablica 4 —

Parametar/Faktor opterećenja / Parameter/capacity factor	18 %	20 %	22 %	25 %	27 %	30 %
Ukupna proizvodnja / Total production [MWh]	39 420	43 800	48 180	54 750	59 130	65 700
Ukupna investicija / Total investment [HRK]	250 000 000	250 000 000	250 000 000	250 000 000	250 000 000	250 000 000
Godišnji troškovi - ukupni / Annual costs - total [HRK]	31 526 191	32 231 278	32 936 366	33 993 998	34 699 086	35 756 718
- Pogon i održavanje / Operation and maintenance [HRK]	6 345 793	7 050 880	7 755 968	8 813 600	9 518 688	10 576 320
- Otplata kredita / Load repayment [HRK]	25 180 398	25 180 398	25 180 398	25 180 398	25 180 398	25 180 398
Godišnji prihodi - ukupni / Annual income - total [HRK]	25 383 169	28 203 521	31 023 873	35 254 401	38 074 753	42 305 281
- Prihod od prodaje električne energije (HRK) / Earnings from the sale of electricity [HRK]	25 228 800	28 032 000	30 835 200	35 040 000	37 843 200	42 048 000
- Prihod od naknada za emisije CO <sub>2</sub> (HRK) / Earnings from CO <sub>2</sub> emission compensations [HRK]	154 369	171 521	188 673	214 401	231 553	257 281
Financijska isplativost / Financial viability						
ISR nakon oporezivanja — kapital / after- tax IRR — capital	0,76 %	3,82 %	6,94 %	11,72 %	14,89 %	19,65 %
Jednostavni povrat (god.) / Simple return (year)	13,1	11,8	10,7	9,5	8,8	7,9
Neto sadašnja vrijednost / Net present value [HRK]	-42 799 078	-21 361 502	-364 989	30 152 227	49 710 997	78 359 759
Omjer koristi i troškova / Benefit-cost ratio	0,14	0,57	0,99	1,60	1,99	2,57
Pokriće duga / Debt coverage	0,78	0,87	0,95	1,08	1,17	1,30

### 3.3.2 Analiza vjetroelektrane s faktorom opterećenja 25 %

Za svaki od pojedinih faktora opterećenja napravljena je analiza osjetljivosti i rizika ovisno o pojedinih parametrima. Analizu rizika RETScreen provodi korištenjem Monte Carlo simulacije.

U ovom poglavlju bit će prikazane analize osjetljivosti i rizika samo za vjetroelektranu s faktorom opterećenja od 25 %. Od analiziranih vjetroelektrana, vjetroelektrana s faktorom opterećenja od 25 % prva se pokazala kao isplativa, odnosno prva je dala pozitivne financijske rezultate.

S obzirom da se radi o generičkom modelu, analize osjetljivosti i rizika daju vrlo slične rezultate (u relativnim pojmovima) za sve faktore opterećenja.

#### Analiza osjetljivosti

Analiza osjetljivosti napravljena je na parametru interne stope rentabilnosti nakon oporezivanja (kapital). Kao ulazne varijable promatrane su:

- inicijalni troškovi, odnosno ukupna investicija u rasponu od  $\pm 20$  % (na apscisi),
- tarifa električne energije, što označava baznu otkupnu cijenu od 0,30 HRK/kWh u rasponu od  $\pm 20$  % (na ordinati),
- proizvodnja čiste energije – dodatak od 0,34 HRK/kWh na baznu cijenu (do razine od 0,64 HRK/kWh) u rasponu od  $\pm 20$  % (na ordinati),
- troškovi pogona i održavanja u rasponu od  $\pm 20$  % (na ordinati).

Prag je postavljen na 7 % (kamata na kredit), pa su istaknuta područja gdje je interna stopa rentabilnosti manja od 7 %, odnosno slučajevi kad je projekt nerentabilan.

Budući da je tarifa razdvojena na otkupnu cijenu od 0,30 HRK/kWh i poticaj od 0,34 HRK/kWh, nije odmah vidljiv utjecaj eventualnog smanjenja tarife za 7 % u slučaju da projekt ima udio domaće komponente manji od 45 %, kako je propisano Tarifnim sustavom.

Utjecaj smanjenja tarife najlakše je primijetiti u drugoj tablici, gdje se zajednički promatra utjecaj ukupne investicije i tarife za proizvodnju čiste energije na internu stopu rentabilnosti. Na baznih 0,30 HRK/kWh trebali bismo dodati 0,2952 HRK/kWh da bi se dobilo ukupnu vrijednost od 0,5952 HRK/kWh, koliko iznosi tarifa korigirana za 7 %. Najbliža vrijednost je ona od 0,306 HRK/kWh, gdje se može zaključiti da je vjetroelektrana granično isplativa (7,2 %) u slučaju investicije od 10 000 000 HRK/MW instalirane snage. Za investicije više od te vrijednosti, korigirana tarifa nije isplativa.

### 3.3.2 Analysis for a wind power plant with 25 % capacity factor

For each capacity factor a susceptibility and risk analysis has been made in dependence on relevant parameters. For the risk analysis RETScreen is using the Monte Carlo Simulation.

In this chapter the susceptibility and risk analyses will be presented only for a wind plant with 25 % capacity factor. Of the analysed wind plants the one with 25 % capacity factors was the first to prove to be profitable or the first to yield positive financial results.

This being a generic model, the susceptibility and risk analyses give very similar results (in relative terms) for all capacity factors.

#### Susceptibility analysis

The susceptibility analysis has been made on the after-tax internal rate of return parameter (capital). The input variables observed are:

- initial costs, or total investment in the range of  $\pm 20$  % (on the abscissa),
- electricity tariff, denoting the base purchase price of 0,30 HRK/kWh in the range of  $\pm 20$  % (on the ordinate),
- clean energy production – allowance of 0,34 HRK/kWh on the base price (up to the level of 0,64 HRK/kWh) in the range of  $\pm 20$  % (on the ordinate),
- operation and maintenance costs in the range of  $\pm 20$  % (on the ordinate).

The threshold is set at 7 % (loan interest rate), so areas are indicated where the internal rate of return is lower than 7 %, or the cases when the project is not viable.

As the tariff is split into the purchase price of 0,30 HRK/kWh and the incentive of 0,34 HRK/kWh, the impact of a possible tariff reduction by 7 % is not immediately noticeable in the event that the share of the domestic component, prescribed by the Tariff System, is lower than 45 %.

The impact of a reduced tariff is easiest to notice in the second table, where the impact of total investment and the tariff for clean energy production on the internal rate of return is jointly observed. 0,2952 HRK/kWh should be added to the base of 0,30 HRK/kWh to get the total value of 0,5952 HRK/kWh, the tariff amount corrected by 7 %. The closest value is the one of 0,306 HRK/kWh, where it can be concluded that the wind power plant is marginally profitable (7,2 %) in the event of an investment of 10 000 000 HRK/MW installed power. For investments higher than that value the corrected tariff is not profitable.

Utjecaj troškova pogona i održavanja na ukupnu isplativost također je razmjerno zanimljiv. Za početnu investiciju od 10 000 000 HRK/MW instalirane snage projekt je isplativ čak i u slučaju povećanja tih troškova za 20 %. Dakako, i povećanje i smanjenje tih troškova ima velik utjecaj na ukupnu rentabilnost projekta.

The impact of operation and maintenance costs on total profitability is also relatively interesting. For the initial investment of 10 000 000 HRK/MW installed power the project is profitable even in the case of an increase in these costs by 20 %. Of course, both an increase and a decrease in these costs have a major impact on the project's total profitability.

Tablica 5 — Analiza osjetljivosti na IRR nakon oporezivanja – kapital (raspon osjetljivosti: 20 %, prag: 7 %)  
Table 5 — Susceptibility analysis on after-tax IRR – capital (susceptibility range: 20 %, Threshold: 7 %)

Parametri/ Parameters		Inicijalni troškovi / Initial costs [HRK]				
Tarifa električne energije / Electricity tariff [HRK/MWh]		200 000 000	225 000 000	250 000 000	275 000 000	300 000 000
Apsolutni iznos / Absolute value	Relativni iznos / Relative value	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
240,00	-20 %	14,7 %	9,6 %	5,6 %	2,3 %	-0,4 %
270,00	-10 %	18,3 %	13,0 %	8,8 %	5,3 %	2,5 %
300,00	0 %	21,7 %	16,1 %	11,7 %	8,1 %	5,1 %
330,00	10 %	25,0 %	19,1 %	14,5 %	10,7 %	7,6 %
360,00	20 %	28,2 %	22,0 %	17,1 %	13,2 %	9,9 %
Parametri/ Parameters		Inicijalni troškovi / Initial costs [HRK]				
Proizvodnja čiste energije, kreditna rata / Clean energy production [HRK/kWh]		200 000 000	225 000 000	250 000 000	275 000 000	300 000 000
Apsolutni iznos / Absolute value	Relativni iznos / Relative value	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
0,272	-20 %	10,5 %	6,7 %	3,7 %	1,3 %	-0,8 %
0,306	-10 %	15,5 %	10,9 %	7,2 %	4,3 %	1,8 %
0,340	0 %	21,7 %	16,1 %	<b>11,7 %</b>	8,1 %	5,1 %
0,374	10 %	29,0 %	22,4 %	17,1 %	12,9 %	9,3 %
0,408	20 %	37,5 %	29,7 %	23,5 %	18,5 %	14,4 %
Parametri/ Parameters		Inicijalni troškovi / Initial costs [HRK]				
Pogon i održavanje / Operation & maintenance [HRK]		200 000 000	225 000 000	250 000 000	275 000 000	300 000 000
Apsolutni iznos / Absolute value	Relativni iznos / Relative value	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
7 050 880	-20 %	25,2 %	19,3 %	14,7 %	10,9 %	7,8 %
7 932 240	-10 %	23,5 %	17,7 %	13,2 %	9,5 %	6,5 %
8 813 600	0 %	21,7 %	16,1 %	11,7 %	8,1 %	5,1 %
9 694 960	10 %	19,9 %	14,5 %	10,1 %	6,6 %	3,7 %
10 576 320	20 %	18,0 %	12,8 %	8,5 %	5,1 %	2,3 %

### Analiza rizika

RETSscreen omogućuje analizu rizika i nesigurnosti projekata vjetroelektrana ovisno o odabranim varijablama i njihovim relativnim promjenama. Kao i kod analize osjetljivosti, i u ovom slučaju je promatrani parametar interna stopa rentabilnosti nakon oporezivanja (kapital). RETSscreen omogućuje analizu rizika i za neto sadašnju vrijednost,

### Risk analysis

With RETSscreen it is possible to analyse risks and uncertainties involved in wind power projects in dependence on selected variables and their relative changes. As in the susceptibility analysis, here, too, the observed parameter is the after-tax internal rate of return (capital). RETSscreen also allows risk analysis for the net present value, the



internu stopu rentabilnosti nakon oporezivanja (imovina) i vrijeme povrata imovine.

Raspon svih ulaznih varijabli jest  $\pm 20\%$ , osim u slučaju kamatne stope na kredit za koju je odabran raspon od  $\pm 30\%$  zbog vrlo različitih uvjeta i visine kamatnih stopa razvojnih i komercijalnih banaka.

Analiza rizika odvija se pomoću Monte Carlo simulacije koja uključuje 500 mogućih kombinacija ulaznih varijabli, koje rezultiraju sa 500 izlaznih vrijednosti promatranog parametra. Izlazna informacija jest graf analize rizika. Graf analize rizika prikazuje utjecaj pojedinih varijabli na internu stopu rentabilnosti. Varijable su poredane po snazi utjecaja. Utjecaj je prikazan u bezdimenzionalnim relativnim jedinicama i proporcionalan je duljini linije na grafu. Graf također prikazuje prirodu međuodnosa varijable i promatranog parametra. Ukoliko je međuodnos varijable i parametra pozitivan, znači da se povećanjem vrijednosti varijable povećava i vrijednost parametra, linija utjecaja se prostire udesno. Kod negativnog međuodnosa, kada se povećanjem vrijednosti varijable smanjuje vrijednost parametra, linija utjecaja se prostire ulijevo. Ukoliko neka od varijabli ima posebno izražen utjecaj na vrijednost parametra, potrebno joj je posvetiti dodatnu pozornost i smanjiti rizik od njezinih promjena u neželjenom smjeru.

Za slučaj promatrane vjetroelektrane, vidljivo je da daleko najveći utjecaj ima otkupna cijena električne energije. Kao što je već spomenuto, otkupna cijena je modelirana na način da je 0,30 HRK/kWh postavljeno kao tržišna otkupna cijena tijekom cijelog vijeka projekta, a dodatak do 0,64 HRK/kWh (znači 0,34 HRK/kWh) je dodan za prvih 12 godina projekta. Upravo je taj dodatak na cijenu, odnosno poticajna otkupna cijena električne energije, najutjecajnije varijabla za promatrani slučaj, dok se tržišna otkupna cijena nalazi na trećem mjestu po važnosti. Na drugom mjestu je, očekivano visina ukupne investicije.

Međuodnos poticajne cijene i interne stope rentabilnosti je, očekivano, pozitivan, dakle povećanjem otkupne cijene povećava se isplativost projekta. Jednako tako, smanjenje otkupne cijene dovodi do smanjene profitabilnosti projekta. Znakovito je kako je otkupna cijena parametar na koji investitor nema nikakvog utjecaja. Iz tog razloga, ukoliko država želi privući investitore u vjetroelektrane, iznimno je važno ponuditi im stabilnu i predvidljivu otkupnu cijenu električne energije.

Na većinu ostalih ključnih varijabli investitor može utjecati. Investicijski troškovi mogu se smanjiti odabirom povoljnije opreme ili potpi-

after-tax internal rate of return (assets) and the time of asset return.

The range of all input variables is  $\pm 20\%$ , except for the loan interest rate for which the range of  $\pm 30\%$  is chosen due to varying conditions offered and interest rates charged by development and commercial banks.

Risk analysis is carried out by means of the Monte Carlo Simulation which includes 500 possible combinations of input variables resulting in 500 output values of the observed parameter. Output information is a risk analysis graph. The risk analysis graph shows the impact of individual variables on the internal rate of return. Variables are placed in order of importance. Their impact is shown in non-dimensional relative units and is proportional to the length of the line in the graph. The graph also shows the nature of the interrelation between a variable and an observed parameter. If the interrelation is positive, it means that the value of the parameter is increased with the increase in the value of the variable, and the impact line extends to the right. In a negative interrelation, where the value of the parameter is decreased with the increase in the value of the variable, the impact line extends to the left. If a variable has a particularly marked impact on parameter value, special attention should be paid to it and the risk of its changes in undesired direction should be minimised.

As regards the observed wind power plant, it is obvious that the electricity purchase price has by far the greatest impact. As mentioned earlier, the purchase price is so modelled that 0,30 HRK/kWh is posited as the purchase price throughout the life of the project, and the allowance up to 0,64 HRK/kWh (i.e., 0,34 HRK/kWh) is added for the first 12 years of the project. This allowance on the price, i.e., the incentive purchase price of electricity is the most influential variable in the observed case, while in order of importance the market purchase price takes the third place. The third place, expectedly, is taken by the amount of total investment.

Interrelation between the incentive price and the internal rate of return is, expectedly, positive, in other words, project profitability is increased with the increase in the purchase price. Likewise, a decreased purchase price leads to a decreased project profitability. It is indicative that the purchase price is a parameter beyond the investor's control. For that reason, if the government wants to attract investors to invest in wind power projects, it is extremely important that they are offered a stable and predictable electricity purchase price.

Most other key variables can be influenced by the investor. Investment costs can be reduced by selecting favourably priced equipment or by signing

sivanjem strateških ugovora s partnerima – proizvođačima i dobavljačima opreme. Na kreditne uvjete može se također utjecati odabirom banke s povoljnijim uvjetima financiranja ili također, strateškim partnerstvom s bankom. Troškovi pogona i održavanja također su u domeni utjecaja investitora i mogu se regulirati potpisivanjem dugoročnih ugovora s lokalnim tvrtkama, potpisivanjem ugovora za kompletnu uslugu (engl. *full service contract*), gdje se troškovi cjelokupnog servisa i održavanja prepuštaju proizvođaču opreme ili na neki drugi način, povoljan za investitora.

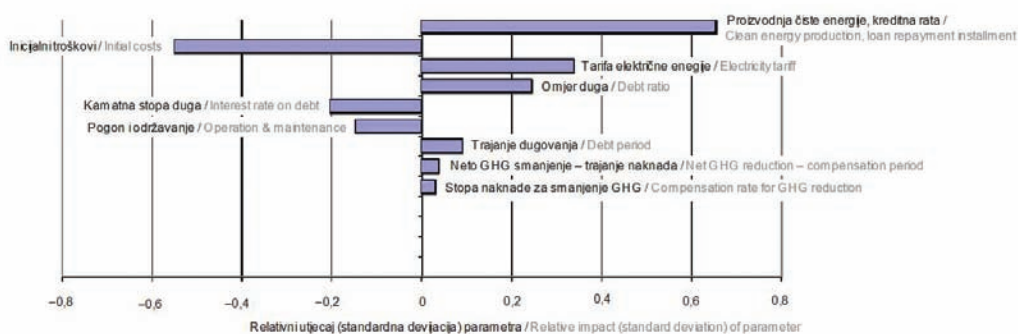
Proračun analize rizika unutar RETScreena daje samo indicaciju o ključnim varijablama, koje mogu utjecati na isplativost projekta. Utjecaj svake od pojedinih varijabli, kao i njihove realne vrijednosti i odstupanja, moraju biti dodatno ispitane i valorizirane, kako bi se došlo do točnih i preciznih rezultata.

strategic agreements with partners – equipment manufacturers and suppliers. Credit conditions can be influenced by selecting a bank offering favourable financing terms, or also through a strategic partnership with the bank. Operation and maintenance costs are another domain within the investor's control that can be regulated by signing long-term agreements with local companies, or full-service contracts, where the complete costs of servicing and maintenance are left to the equipment manufacturer, or in some other way favourable for the investor.

A risk analysis estimate within RETScreen provides just an indication about key variables that can influence the project profitability. To arrive at accurate and precise estimates, the impact of each of the variables, as well as their real values and deviations, must be additionally examined and evaluated.

Tablica 6 – Analiza rizika na IRR nakon oporezivanja – kapital  
Table 6 – Risk analysis an analysis on after-tax IRR – capital

Parametar / Parameter	Jedinica / Unit	Vrijednost / Value	Raspon (+/-) / Range (+/-)	Minimum / Minimum	Maksimum / Maximum
Inicijalni troškovi / Initial costs	HRK	250 000 000	20 %	200 000 000	300 000 000
Pogon i održavanje / Operation & maintenance	HRK	8 813 600	20 %	7 050 880	10 576 320
Tarifa električne energije / Electricity tariff	HRK/MWh	300,00	20 %	240,00	360,00
Stopa naknade za smanjenje GHG / Compensation rate for GHG reduction	HRK/t CO <sub>2</sub>	11,00	20 %	8.80	13.20
Neto GHG smanjenje – trajanje naknada / Net GHG reduction – compensation period	t CO <sub>2</sub>	389 820	20%	311 856	467 784
Proizvodnja čiste energije, kreditna rata / Clean energy production, loan repayment installment	HRK/kWh	0,34	20 %	0,27	0.41
Omjer duga / Debt ratio	%	80 %	20 %	64 %	96 %
Kamatna stopa duga / Interest rate on debt	%	7,00%	30 %	4,90 %	9,10 %
Trajanje dugovanja / Debt period	godina/years	12	20 %	9,6	14,4



Slika 2 – Utjecaj – IRR nakon oporezivanja – kapital  
Figure 2 – Impact – after-tax IRR – capital

RETScreen izračunava minimalnu i maksimalnu vrijednost promatranog parametra (interne stope

RETScreen computes minimum and maximum values of the observed parameter (internal rate of

rentabilnosti) i daje njegovu raspodjelu za zadanu prihvatljivu razinu rizika projekta.

Medijan je vrijednost parametra koja se izračunava iz provedene Monte Carlo simulacije. Od skupa od svih dobivenih 500 izlaznih rezultata (parametara) 50 % vrijednosti nalazi se iznad neke srednje vrijednosti, a 50 % ispod nje. Upravo ta srednja / granična vrijednost je medijan koji se prikazuje u ovom slučaju. Medijan je po vrijednosti uobičajeno vrlo blizu vrijednosti parametra izračunatog u financijskoj analizi. Za ovaj slučaj medijan iznosi 12,3 %, dok je vrijednost izračunate interne stope rentabilnosti 11,7 %.

Kao razina rizika je navedeno 10 %, što znači da tražimo raspon vrijednosti unutar kojih se nalazi izračunati parametar s vjerojatnošću od 90 %.

Dobivene minimalne i maksimalne razine interne stope rentabilnosti unutar zadane razine rizika su 5,6 %, odnosno 22,2 %. To znači da je 5 % mogućih internih stopa povrata manje od 5,6 %, odnosno da je 5 % mogućih internih stopa povrata veće od 22,2 %. Pojednostavljeno rečeno, vjerojatnost da se vrijednost interne stope povrata nalazi u intervalu od 5,6 % do 22,2 % je 90 %.

Da bi projekt bio isplativ, interna stopa povrata mora biti veća od kamatne stope kredita, u ovom slučaju 7 %. U RETScreenu je napravljen proračun (unosom pojedinih vrijednosti), kako bi se vidjelo kolika je vjerojatnost da će interna stopa rentabilnosti biti manja ili veća od 7 %. Za razinu rizika od 20 %, interna stopa rentabilnosti iznosi točno 7 % (što čini projekt granično prihvatljivim). To znači da je vjerojatnost da će interna stopa rentabilnosti u ovom projektu biti manja od 7 % točno 10 %.

return) and gives its distribution for a given acceptable project risk level.

The median is the parameter value computed from a conducted Monte Carlo Simulation. From the set of all 500 obtained output results (parameters) 50 % of values is above and 50 % below some average, and this average / margin value is the median being shown in this case. In its value the median usually stands very close to the parameter value computed in a financial analysis. For this case the median is 12,3 %, whereas the value of the computed internal rate of return is 11,7 %.

10 % is stated as the risk level, meaning that we seek a range of values where the computed parameter can be found with the likelihood of 90 %.

The obtained minimum and maximum levels of the internal rates of return within the given risk level are 5,6 % and 22,2 %, respectively. It means that 50 % of possible internal rates of return is lower than 5,6 % and 5 % of possible internal rates of return higher than 22,2 %. In other words, the likelihood that the value of the internal rate of return is inside the interval of 5,6 % to 22,2 % equals 90 %.

For the project to be profitable, the internal rate of return must be higher than the interest rate on loan, in our case 7 %. In RETScreen a calculation has been made (by entering individual values) to see how likely it is that the internal rate of return will be lower or higher than 7 %. For the risk level of 20 % the internal rate of return is exactly 7 % (which makes the project marginally acceptable). This means that the likelihood of the internal rate of return being lower than 7 % in this project is exactly 10 %.

Tablica 7 – Distribucija interne stope rentabilnosti  
Table 7 – Distribution of the internal rate of return

Parametar / Parameter	Unos i rezultati / Enter and results
Medijan / Median	12,3 %
Razina rizika / Risk level	<b>10,0 %</b>
Minimum unutar razine sigurnosti / Minimum within certainty level	5,6 %
Maksimum unutar razine sigurnosti / Maximum within certainty level	22,2 %

### 3.4 Zaključak RETScreen analize

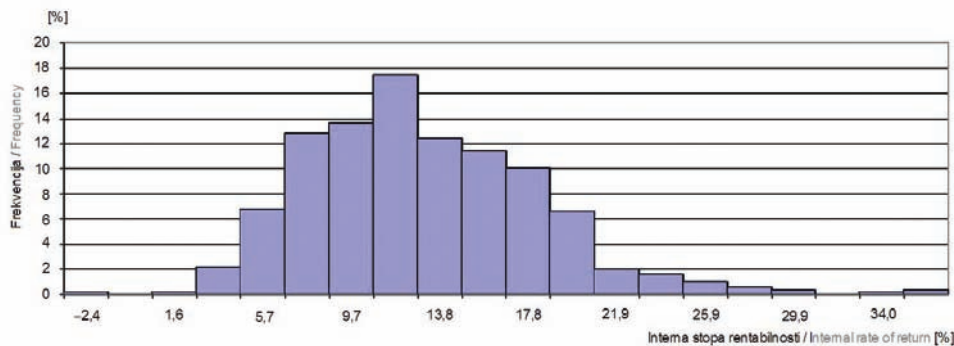
Nakon detaljnog pregleda ulaznih varijabli – tehničkih, ekonomskih i financijskih, napravljene su analize isplativosti generičkog projekta vjetroelektrane sa 6 različitih faktora opterećenja: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % i 30 %.

Pokazuje se da je modelirana vjetroelektrana isplativa kod faktora opterećenja od malo iznad

### 3.4 Conclusion of the RETScreen analysis

After a detailed review of input variables – technical, economic and financial, feasibility analyses have been made for a generic wind power project with the following six different capacity factors: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % and 30 %.

It has been shown that the modelled wind power plant is profitable at a capacity factor slightly



Slika 3 — Distribucija — IRR nakon oporezivanja — kapital  
 Figure 3 — Distribution — after-tax IRR — capital

22 %, odnosno iznad 1 930 radnih sati na punoj snazi tijekom jedne godine.

Od promatranih projekata, prvi koji pokazuje pozitivan rezultat je vjetroelektrana s faktorom opterećenja od 25 %. Za taj projekt je prikazana i detaljna analiza osjetljivosti i analiza rizika pomoću Monte Carlo simulacije. Analiza osjetljivosti pokazala je da je poticajna tarifa od 0,64 HRK/kWh povoljna za projekte vjetroelektrana u koje se ulaže do 10 000 000 HRK/MW, ako svi ostali uvjeti ostaju nepromijenjeni. Povećanje investicijskih troškova od 10 %, dovodi do neisplativosti promatranog projekta. Analiza osjetljivosti je pokazala i da, uz konstantnu razinu investicije od 10 000 000 HRK/MW povećanje troškova pogona i održavanja do čak 20 % ne dovodi u pitanje ukupnu profitabilnost projekta (iako dovodi do smanjenja interne stope rentabilnosti). Analiza rizika pokazala je da je najvažniji element rizika upravo visina otkupne cijene električne energije, koja je ujedno i element na koji investitor ima najmanji utjecaj. Također, izračunata je vjerojatnost da interna stopa rentabilnosti bude manja od 7 % (što je granica profitabilnosti projekta) iznosi 10 %.

## 4 ZAKLJUČAK

Ovdje provedena analiza ne služi kao procjena nekog određenog projekta, već služi kao indikator ključnih faktora koji su bitni kod proračuna isplativosti vjetroelektrane. Također, pokazuje kolika je važnost stabilne i garantirane otkupne cijene.

U uvodnom dijelu izložena su ključna pitanja, na koje se tijekom analize pokušao pronaći odgovor:

- Pod kojim uvjetima je poticajna otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh za vjetroelektrane dovoljno visoka da bi se projekt isplatio?

above 22 %, or above 1 930 working hours at full load over a period of one year.

Among the observed projects, the first to show a positive result is a wind power plant with the capacity factor of 25 %. A detailed susceptibility analysis and a risk analysis by means of the Monte Carlo Simulation have been presented for this project. The susceptibility analysis has shown that the incentive tariff of 0,64 HRK/kWh is favourable for wind power projects in which up to 10 000 000 HRK/MW is invested, provided that all other conditions remain unchanged. A 10 % increase in investment costs will lead to non-profitability of the observed project. The susceptibility analysis has also shown that, given a constant investment level of 10 000 000 HRK/MW, an increase in operation and maintenance costs of even up to 20 % will not compromise the overall project profitability (although it lowers the internal rate of return). The risk analysis has shown that the most important risk element is the level of the purchase price for electricity, which is the element over which the investor has the least control. Also, the likelihood that the internal rate of return is lower than 7 % (which is the profitability margin) is shown to be 10 %.

## 4 CONCLUSION

The herein presented analysis is not intended to assess a particular project but to highlight some key factors essential for the feasibility estimate of a wind power project. It also illustrates the importance of a stable and guaranteed purchase price.

The introductory part raises two key questions that the succeeding analysis tries to answer:

- Under which conditions is the incentive purchase price of 0,64 HRK/kWh for wind plants



- Poticajna otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh je dovoljno visoka za (modelirane) projekte vjetroelektrana koji imaju faktor opterećenja iznad 22 %, odnosno oko 2 000 sati rada na punoj snazi tijekom godine, ako su sve ostale pretpostavke iz modela konstantne (osim onih koje se mijenjaju ovisno o proizvodnji).
  - Koliki utjecaj na projekt vjetroelektrane ima smanjenje tarife za 7 % (zbog udjela domaće komponente)?
    - Ukoliko se tarifa smanji za 7 %, investicijski troškovi (modelirane) vjetroelektrane uz faktor opterećenja od 25 % ne bi smjeli prelaziti 10 000 000 HRK/MW, uza sve ostale pretpostavke konstantne.
  - Kakva je osjetljivost isplativosti projekta u ovisnosti o poticajnoj otkupnoj cijeni i koji su ostali ključni utjecajni parametri?
    - Poticajna otkupna cijena najvažniji je parametar. Promjena cijene uvelike utječe na isplativost projekta. Od ostalih parametara važni su investicijski troškovi, te troškovi pogona i održavanja. Porast troškova održavanja od čak 20 % (uza sve ostale parametre konstantne) još uvijek čini projekt (vjetroelektrana s faktorom opterećenja od 25 %) isplativim.
  - Koji su najrizičniji faktori (parametri) za isplativost projekta vjetroelektrane?
    - Poticajna otkupna cijena električne energije, s najvećim utjecajem na isplativost, a najmanjom mogućnošću investitorskog utjecaja, investicijski troškovi, tržišna otkupna cijena nakon isteka isplate poticajnih otkupnih cijena, troškovi pogona i održavanja, visina kamatne stope na kredite itd.
- high enough for the project to be profitable?
    - The incentive purchase price of 0,64 HRK/kWh is high enough for (modelled) wind power projects with the capacity factor above 22 %, or around 2 000 operating hours at full load over the year, provided that all other model parameters are constant (with the exception of those which are changing in dependence on production).
  - What impact does a tariff reduction by 7 % have on the wind power project (due to the share of the domestic component)?
    - If the tariff is reduced by 7 %, the investment costs of the (modelled) wind power plant with a capacity factor of 25 % should not exceed 10 000 000 HRK/MW, with all other parameters remaining constant.
  - How susceptible is project profitability to the incentive purchase price and what are the other crucial influential factors?
    - The incentive purchase price is the most important parameter. A change in the price significantly affects the project profitability. Other important parameters include investment costs and the costs of operation and maintenance. An increase in the maintenance costs by as much as 20 % (with all other parameters being constant) still makes the project (wind plants with 25 % capacity factor) profitable.
  - Which factors (parameters) pose the highest risk to the profitability of a wind power project?
    - The incentive purchase price for electricity with the greatest impact on profitability and the least degree of the investor's control, the market purchase price once the payment of incentive purchase prices is terminated, the operation and maintenance costs, the amount of interest rate on loans, etc.

Projekti vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj su isplativi i poticajna otkupna cijena se pokazuje kao dovoljno visoka da bi pobudila interes investitora. Ipak, potrebno je analizirati svaki pojedini projekt i to na nekoliko razina, kako bi se utvrdila stvarna isplativost, rizici i osjetljivost isplativosti projekta. U ovu analizu nisu uključeni ostali bitni faktori, kao što je dobivanje potrebnih dozvola, nesigurnost mjerenja vjetera, trenutačno stanje na tržištu opreme za vjetroelektrane, socijalni i društveni utjecaj, utjecaj na okoliš, politički utjecaj i slično. Ipak, model daje indicaciju ključnih ekonomskih parametara i ključnih rizika koji mogu utjecati na isplativost projekta, te daje odgovore na pitanja o dostatnosti visine poticajne otkupne cijene i njezinom utjecaju na isplativost projekata vjetroelektrana u Hrvatskoj.

Wind power projects in Croatia are profitable and the incentive purchase price proves to be high enough to attract potential investors. Nevertheless, each individual project ought to be analysed at several levels in order to determine the real profitability, risks and susceptibility of project profitability. This analysis does not comprise other crucial factors, such as the obtainment of required licences, the uncertainties of wind measurement, the situation currently prevailing on the wind power equipment market, the social factors, environmental impacts, political influences, etc. Nevertheless, the model presents key economic parameters and key risks that affect project profitability and answers the questions about the sufficiency of the amount of the incentive purchase price and its impact on the profitability of wind power projects in Croatia.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, Energija u Hrvatskoj 2006., <http://www.mingorp.hr>
- [2] Energetski institut Hrvoje Požar, Nacionalni energetski program MAHE, 1998.
- [3] EUROSTAT, European Union, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>
- [4] HEP Operator prijenosnog sustava, Kriterij za određivanje kandidata za dobivanje prethodne elektroenergetske suglasnosti za priključke vjetroelektrana na prijenosnu i distribucijsku mrežu, 2007., <http://www.hep.hr/ops>
- [5] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, Energija u Hrvatskoj 2005., <http://www.mingorp.hr>
- [6] Hrvatske šume, 2007.
- [7] Čupin, N., Toplifikacija Gline na drvenu biomasu, 2007.
- [8] Tipurić, D. et al, Izvodljivost programa gospodarske uporabe geotermalne energije na lokaciji Lunjkovec – Kutnjak, Sveučilište u Zagrebu, Ekonomski fakultet u Zagrebu, 2006.
- [9] Izvodljivost programa gospodarske uporabe geotermalne energije na lokaciji Velika Ciglena, Sveučilište u Zagrebu, Ekonomski fakultet u Zagrebu, 2007.
- [10] Energetski institut Hrvoje Požar, Nacionalni energetski program GEOEN, 1998.
- [11] Nacionalni energetski program SUNEN, 1998.
- [12] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [13] Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [14] Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [15] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [16] Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 67/2007, <http://www.nn.hr>
- [17] Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije, Narodne novine 67/2007, <http://www.nn.hr>
- [18] RETScreen International Clean Energy Project Analysis Software, 2007. <http://www.retscreen.net>
- [19] HEP Operator prijenosnog sustava, Lista kandidata za dobivanje PEES za priključak vjetroelektrana na elektroenergetsku mrežu, 2007., <http://www.hep.hr/ops>
- [20] Državni zavod za statistiku, Statistički ljetopis, 2007., <http://www.dzs.hr>
- [21] Uredba o jediničnim naknadama, korektivnim koeficijentima i pobližim kriterijima i mjerilima za utvrđivanje naknade na emisiju u okoliš ugljikovog dioksida, Narodne novine 73/2007, <http://www.nn.hr>
- [22] DEWI seminar, Wind Energy Project Development, Cost structure of wind farm projects, Mostar, Bosna i Hercegovina, 2007
- [23] Pravilniku o amortizaciji, Narodne novine 54/2001, <http://www.nn.hr>
- 

### Adrese autora: Authors' Adresses:

<b>Diana Ognjan</b> , dipl. ing. diana.ognjan@hep.hr	<b>Diana Ognjan</b> , dipl. ing. diana.ognjan@hep.hr
Dr. sc. <b>Zoran Stanić</b> , dipl. ing. zoran.stanic@hep.hr	<b>Zoran Stanić</b> , PhD zoran.stanic@hep.hr
HEP – Obnovljivi izvori energije d.o.o Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Hrvatska	HEP – Renewable Energy Sources Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Croatia
Doc. dr. sc. <b>Željko Tomšić</b> , dipl. ing. zeljko.tomsic@hep.hr	Assistant Prof <b>Željko Tomšić</b> , PhD zeljko.tomsic@hep.hr
Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Hrvatska	Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Croatia

Uredništvo primilo rukopis:  
2008-02-13

Manuscript received:  
2008-02-13

Prihvaćeno:  
2008-03-13

Accepted:  
2008-03-13