

# GUBICI ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI ELECTRICAL ENERGY LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Ante Pavić, dipl. ing., HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o.,  
Ulica grada Vukovara 37., 10000 Zagreb, Hrvatska

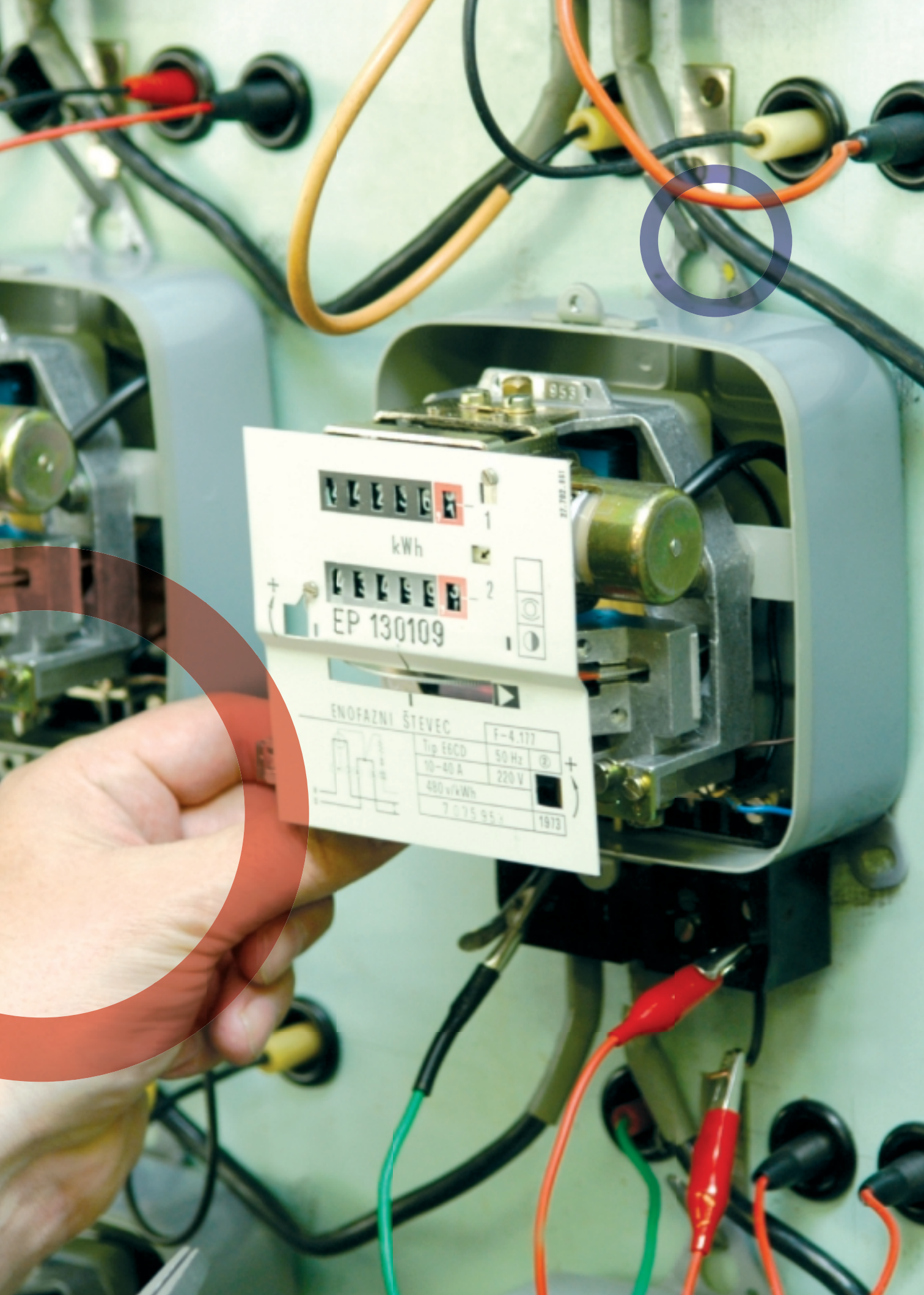
Mr. sc. Kruno Trupinić, HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o., Elektra  
Slavonski Brod, Petra Krešimira IV 11, 35000 Slavonski Brod, Hrvatska

Gubici električne energije u hrvatskoj distribucijskoj mreži su često tema raznih rasprava, kako stručnih i poslovnih tako i medijskih, a njihova analiza je složeno pitanje opterećeno problemom podjele na tehničke i netehničke gubitke. U članku su opisani glavni utjecajni čimbenici i njihov utjecaj na iznos gubitaka s posebnim osvrtom na njihovo kretanje u prošlom i ovom desetljeću te usporedba s gubicima u drugim državama Europe. Osim toga, opisane su glavne aktivnosti kojima se učinkovito djeluje na njihovo smanjenje. Novim zakonodavnim okvirom, briga o gubicima postaje jedna od središnjih aktivnosti, kako za operatora distribucijskog sustava tako i za Hrvatsku energetske regulatornu agenciju.

Losses of electrical energy in the Croatian distribution network are frequently the subject of various discussions, from the professional and business aspects as well as in the media, and their analysis is an intricate matter complicated by the problem of the distinction between technical and nontechnical losses. In the article, the main factors and their impact on the amount of loss are described, with particular attention to trends in the past and current decade and comparison to losses in other European countries. Moreover, the chief activities for reducing these losses effectively are described. With the new legislative framework, the reduction of losses becomes a central concern for both the distribution system operator and the Croatian Energy Regulatory Agency (CERA).

**Ključne riječi:** distribucijska mreža, gubici električne energije, netehnički gubici, operator distribucijskog sustava, tehnički gubici

**Key words:** distribution network, distribution system operator, electrical energy losses, nontechnical losses, technical losses



12345.6 kWh

EP 130109

ENOFAZNI ŠTEVEC

|           |       |     |
|-----------|-------|-----|
| Tip E6CD  | 50 Hz | (⊕) |
| 10-40 A   | 220 V | (⊖) |
| 480 v/kWh |       |     |
| 7 075 95  | 1973  |     |

## 1 UVOD

Svaki operator mreže, pa tako i HEP Operator distribucijskog sustava (ODS), pitanju gubitaka električne energije posvećuje posebnu pozornost, a naročito u slučaju kada gubici nisu na zadovoljavajućoj razini. Gubici su jedan od ključnih čimbenika koji ukazuju na stupanj ekonomičnosti poslovanja i kvalitetu obavljanja djelatnosti distribucije električne energije. Iz tog razloga, smanjenje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži postalo je jedan od prioritarnih poslovnih ciljeva ODS-a.

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži odgovaraju različiti energije preuzete na sučelju prijenosne i distribucijske mreže i energije prodane kupcima priključenim na mrežu. Pitanje analize ukupnih gubitaka s obzirom na utjecajne čimbenike, vrlo je složeno pitanje. Od iznimne važnosti je sustavno planiranje i praćenje, te njihovo smanjivanje s obzirom da je briga o gubicima i zakonska obveza ODS-a.

Sustavnim poduzimanjem niza aktivnosti radi smanjenja gubitaka u mreži postignut je zadovoljavajući trend njihova smanjenja, ali ne i zadovoljavajuća razina. U idućim godinama, pored započetih aktivnosti, bitno veću pozornost bit će potrebno posvetiti utvrđivanju stanja i uređenju priključaka i mjernih mjesta kako bi se čim prije, pored ciljanih ulaganja u zahvate u mreži, postigla i zadovoljavajuća razina gubitaka.

## 2 UKUPNI GUBICI U HRVATSKOM ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU I USPOREDBA S DRUGIM EUROPSKIM DRŽAVAMA

Neovisno o glavnoj temi članka koja govori o gubicima u distribucijskoj mreži, u ovom poglavlju ukratko će se pojasniti osnovni pojmovi o gubicima u elektroenergetskom sustavu, kako bi se isti mogli kvalitetno usporediti s podacima iz sustava u našem okruženju.

### 2.1 Ukupni gubici u hrvatskom elektroenergetskom sustavu

Gubici u prijenosnoj mreži u relativnom iznosu po definiciji su omjer tehničkih gubitaka u prijenosnoj mreži prema ukupnoj potrošnji na razini prijenosne mreže (suma proizvodnje domaćih elektrana priključenih na prijenosnu mrežu i uvoza

## 1 INTRODUCTION

Every network operator, and thus the HEP Distribution System Operator (DSO), is particularly concerned with the question of electrical energy losses, especially when the losses are not at a satisfactory level. Losses are one of the key factors that indicate the cost-effectiveness of operations and the quality of the distribution of electrical energy. For this reason, reducing the electrical energy losses in the distribution network has become one of the priority operating goals of the DSO.

Electrical energy losses in the distribution network correspond to the differences in the energy taken from the interface between the transmission and distribution networks and the energy sold to customers connected to the network. The question regarding the factors influencing total losses is highly complex. Systematic planning, monitoring and loss reduction are of exceptional importance, since controlling losses is also a legal obligation of the DSO.

Through a systematic series of activities to reduce losses in the network, a satisfactory trend in their reduction has been achieved but not a satisfactory level. In coming years, in addition to the activities already initiated, significantly greater attention will have to be devoted to assessing and upgrading the condition of connection points and metering points, in addition to the targeted investments in the network, in order to achieve a satisfactory level of losses as soon as possible.

## 2 TOTAL LOSSES IN THE CROATIAN ELECTRICAL ENERGY SYSTEM AND COMPARISON TO OTHER EUROPEAN COUNTRIES

This chapter will provide a brief explanation of the basic concepts concerning losses in the electrical energy system, in order to compare them properly to data from the systems of our neighbors.

### 2.1 Total losses in the Croatian electrical energy system

Relative losses in the transmission network are defined as the ratio of technical losses in the transmission network to the total consumption at the level of the transmission network (the sum of the production of domestic power plants connected to the transmission network and imports minus

umanjena za izvoz). Prema godišnjem izvješću HEP-a za 2004. godinu ti gubici su iznosili 3,74 % (587 GWh gubitaka prema 15 731 GWh ukupne potrošnje na razini prijenosne mreže). Trend kretanja tih gubitaka je smanjenje sa 4,33 % u 2003. godini na 3,44 % u 2005. godini [1]. Osnovni razlozi smanjenja su puštanje u pogon objekata TS Žerjavinec i TS Ernestinovo te rekonekcija 1. i 2. sinkrone zone UCTE-a tijekom 2004. godine. Nepovoljna je okolnost što su se nakon rekonekcije povećali neželjeni tokovi snaga.

Gubici u distribucijskoj mreži u relativnom iznosu po definiciji su omjer ukupnih gubitaka (tehničkih i netehničkih) u distribucijskoj mreži prema ukupnoj ulaznoj energiji u distribucijsku mrežu (iz prijenosne mreže i iz manjih elektrana priključenih na distribucijsku mrežu). Prema godišnjem izvješću HEP-a za 2004. godinu ti gubici su iznosili 10,68 % (1 637 GWh gubitaka prema 15 328 GWh ukupne ulazne energije). Trend kretanja tih gubitaka je u smanjenju od 1999. godine, pa su u 2005. godini iznosili 9,85 %. Osnovni razlozi smanjenja su u kontinuiranoj provedbi aktivnosti na smanjenju prvenstveno netehničkih gubitaka te pojačanih ulaganja u razvoj mreže.

Ukupni gubici u elektroenergetskom sustavu u relativnom iznosu po definiciji su omjer sume gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži prema bruto domaćoj potrošnji (suma proizvodnje domaćih elektrana i uvoza umanjena za izvoz). Neto domaća potrošnja razlika je bruto domaće potrošnje i gubitaka u elektroenergetskom sustavu. Prema godišnjem izvješću HEP-a za 2004. godinu ti gubici u hrvatskom elektroenergetskom sustavu iznosili su 13,82 % (2 224 GWh gubitaka prema 16 095 GWh bruto domaće potrošnje). Trend kretanja tih gubitaka je u postupnom smanjenju, te je iznos ukupnih gubitaka u 2005. godini smanjen na 12,75 %.

Primjer elektroenergetske bilance HEP-a za 2004. godinu prikazan je na slici 1. Termin raspoloživa električna energija je, ustvari, bruto domaća potrošnja (16 095 GWh) i predstavlja sumu ukupne potrošnje na razini prijenosne mreže (15 731 GWh) i proizvodnje elektrana priključenih na distribucijsku mrežu (364 GWh).

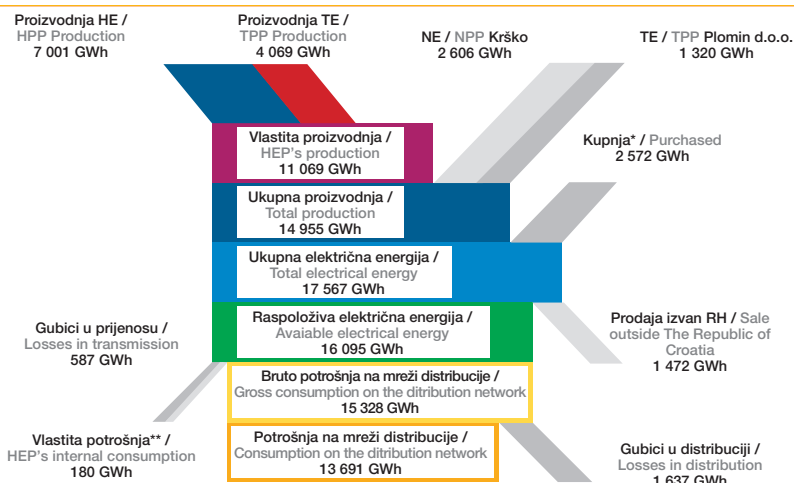
exports). According to the HEP Annual Report for the year 2004, these losses amounted to 3,74 % (587 GWh of losses in comparison to 15 731 GWh total consumption at the level of the transmission network). The trend of these losses was reduced from 4,33 % in the year 2003 to 3,44 % in the year 2005 [1]. The basic reasons for this reduction are that the Žerjavinec and Ernestinovo substations have gone into operation and the first and second zones of the Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) were reconnected during the year 2004. Unfortunately, undesirable power flows increased after reconnection.

Relative losses in the distribution network are defined as the ratio of the total losses (technical and nontechnical) in the distribution network to the total energy input to the distribution network (from the transmission network and from small power plants connected to the distribution network). According to the HEP Annual Report of 2004, these losses amounted to 10,68 % (1 637 GWh losses in comparison to 15 328 GWh total energy input). The trend of these losses has shown a reduction since the year 1999, so that in the year 2005 they amounted to 9,85 %. The basic reasons for this reduction are in the continuous implementation of activities to reduce primarily nontechnical losses and intensified investment in the development of the network.

Total relative losses in the electrical energy system are defined as the ratio of the sum of the losses in the transmission and distribution networks to gross domestic consumption (the sum of the production of domestic power plants and imports minus exports). The net domestic consumption is the difference between gross domestic consumption and losses in the electrical energy system. According to the HEP Annual Report for 2004, these losses in the Croatian electrical energy system amounted to 13,82 % (2 224 GWh losses in comparison to 16 095 GWh gross domestic consumption). The trend of these losses has shown a gradual reduction, and the amount of the total losses in the year 2005 was reduced to 12,75 %.

An example of the HEP electrical energy balance for the year 2004 is shown in Figure 1. The term available electrical energy is, actually, the gross domestic consumption (16 095 GWh) and represents the sum of the total consumption at the level of the transmission network (15 731 GWh) and the production of the power plants connected to the distribution network (364 GWh).

**Slika 1**  
Elektroenergetska  
bilanca HEP-a za  
2004. godinu.  
Figure 1  
HEP electrical energy  
balance for the Year  
2004



\* Uračunata i nabava od Elektroprivrede BiH (720 GWh) temeljem višegodišnjeg ugovora / Also included are purchased from Elektroprivreda BiH (720 GWh) pursuant to a long-term contract

\*\* Uračunata energija za crpni rad RHE Velebit (133 GWh) te ostala vlastita potrošnja (potrošnja toplinarstva u EL-TO i TE-TO Zagreb i vodomjera u HE Varaždin / Included is energy for the Velebit pump storage hydro power plant (RHE Velebit) (133 GWh), and HEP's other consumption (consumption by the district heating in cogeneration plants EL-TO and TE-TO Zagreb and water measuring in HPP Varaždin)

## 2.2 Usporedba s drugim europskim državama

Podaci o gubicima u hrvatskom elektroenergetskom sustavu govore puno sami za sebe. Najbolja analiza koja će pomoći u razumijevanju uzroka tolikih iznosa gubitaka je usporedna analiza s državama u okruženju. Temeljem međusobnih sličnosti i razlika, kao što su iznosi i raspodjele potrošnje električne energije, gospodarska razvijenost, socijalne karakteristike i mentalitet stanovništva i sl. mogu se prepoznati čimbenici koji najviše utječu na gubitke.

## 2.2 Comparison to other European countries

Data on the losses in the electrical energy system of Croatia say a lot. The best analysis to help understand the causes of such losses is a comparative analysis to the neighboring countries. Based on mutual similarities and differences, such as the amounts and allocations of electrical energy consumption, the degree of economic development, social characteristics, the mentality of the population etc., it is possible to identify the factors that have the greatest impact on losses.

Tablica 1 – Podaci o gubicima u elektroenergetskim sustavima europskih država u posljednjih nekoliko godina (2000.– 2005.)  
Table 1 – Data on losses in the electrical energy systems of European countries during the past several years (2000 – 2005)

| Iznos ukupnih gubitaka / Amount of total losses (%) | Države / Countries   |
|---|--|
| Manje od 6 / Less than 6                            | Finska, Luksemburg, Belgija, Nizozemska, Njemačka / Finland, Luxembourg, Belgium, Netherlands, Germany   |
| 6 – 8   | Italija, Danska, Švicarska, Francuska, Austrija, Slovenija / Italy, Denmark, Switzerland, France, Austria, Slovenia  |
| 8 – 10  | Švedska, Velika Britanija, Španjolska, Portugal, Norveška, Irska, Grčka, Češka, Slovačka / Sweden, Great Britain, Spain, Portugal, Norway, Ireland, Greece, Czech Republic, Slovakia |
| 10 – 12   | Estonija, Litva, Latvija / Estonia, Lithuania, Latvia  |
| 12 – 14   | Hrvatska, Poljska, Mađarska, Rumunjska / Croatia, Poland, Hungary, Romania   |
| 14 – 16   | Bugarska, Crna Gora / Bulgaria, Montenegro   |
| više od 16 / Over 16                                | Turska, Srbija, Bosna i Hercegovina, Albanija / Turkey, Serbia, Bosnia & Herzegovina, Albania  |

Napomene uz podatke iz tablice 1 / Notes to the data from Table 1:

- Prosječni gubici u državama EU-15 iznose 7,3 %. / Average losses in the countries of the EU-15 amount to 7,3%.
- Zbog preuzimanja podataka iz više izvora, od izvješća europskih energetske regulatora do državnih energetske bilanci, moguć je različit pristup određivanju gubitaka u navedenim državama. Osnovna dvojba je da li su u izračunu gubitaka obuhvaćene mreže svih distribucijskih operatora pojedine države. / Because the data were taken from several sources, including reports by the European energy regulators and state energy balances, it is possible that the approaches for determining losses in these countries differed. It is justified to suspect that the networks losses of all the distribution operators of an individual country were not included in the calculation of losses.

Prema podacima iz tablice 1 vidljiv je trend povećanja ukupnih gubitaka prema jugoistoku Europe [1] do [13]. U istom pravcu pruža se i smanjenje gospodarske razvijenosti i standarda, kao i ukupne potrošnje električne energije po stanovniku.

Usporede li se države nastale raspadom Jugoslavije, koje su u bivšoj zajedničkoj državi imale slične uvjete za razvoj elektroenergetskog sustava uočava se očekivana činjenica. Slovenija s izraženim gospodarskim razvojem prednjači u minimalnom ostvarenju ukupnih gubitaka, slijedi Hrvatska s velikim ratnim štetama te poslijeratnim gospodarskim i strukturnim poteškoćama, dok zaostaju Crna Gora i Srbija. Na kraju je Bosna i Hercegovina s najvećim poslijeratnim, gospodarskim, demografskim i političkim problemima.

U nastavku je prikazana međusobna usporedba Hrvatske i Slovenije.

According to the data from Table 1, there is a trend toward increased total losses in the direction of Southeast Europe [1] to [13]. In this same direction, there is a lower level of economic development and living standards, as well as total per capita energy consumption.

If the countries that were established following the disintegration of Yugoslavia are compared, which in the former common state had similar conditions for the development of their electrical energy systems, an expected fact is evident. Slovenia, with marked economic development, leads in terms of minimal total losses, followed by Croatia with severe war damages and postwar economic and structural difficulties, while Montenegro and Serbia lag behind. The last is Bosnia & Herzegovina, with the greatest postwar economic, demographic and political problems.

A comparison between Croatia and Slovenia follows.

Tablica 2 – Usporedni iznosi gubitaka u Hrvatskoj i Sloveniji u 2004. godini  
Table 2 – Comparison of the losses in Croatia and Slovenia during the year 2004

|                      | Gubici u prijenosnoj mreži / Losses in the transmission network (%) | Gubici u distribucijskoj mreži / Losses in the distribution network (%) | Ukupni gubici u EE sustavu / Total losses in the electrical energy system (%) | Bruto domaća potrošnja / Gross domestic consumption (GWh) | Neto domaća potrošnja / Net domestic consumption (GWh) |
|----------------------|---|---|---|---|--|
| Hrvatska / Croatia   | 3,74  | 11,16   | 13,82   | 16 096  | 13 691   |
| Slovenija / Slovenia | 2,14  | 5,83  | 6,28  | 13 530  | 12 680   |

Neto domaća potrošnja u obje države je približno jednaka, praktično neovisna o razlici u broju stanovnika. Rezultat je to prvenstveno znatno veće slovenske potrošnje u industriji, kao i nešto veće potrošnje u prosječnom kućanstvu.

Prema godišnjim energetske izvješćima nadležnih ministarstava udjel industrijske potrošnje u neto domaćoj potrošnji u Hrvatskoj je 27 %, dok je u Sloveniji 54 %, dakle dvostruko veći. Ako bi se na hrvatski elektroenergetski sustav primijenila raspodjela potrošnje kao u Sloveniji, ukupni gubici smanjili bi se za oko 3 %. Ostatak razlike hrvatskih i slovenskih gubitaka rezultat je većih:

- tehničkih gubitaka u hrvatskoj prijenosnoj mreži zbog većih duljina prijenosnih vodova i većeg broja TS-a,

Net domestic consumption in both countries is nearly the same, irrespective of the difference in the numbers of inhabitants. This is primarily due to Slovenia's significantly greater consumption in industry, as well as somewhat greater consumption in the average household.

According to the annual energy reports of the authorized ministries, the share of industrial consumption in net domestic consumption in Croatia is 27 %, while in Slovenia it is 54 %, i.e. double. If the allocation of electrical energy consumption in Slovenia were applied in the Croatian electrical energy system, total losses would be reduced by approximately 3 %. The reasons for the difference between Croatian and Slovenian losses also include the following:

- technical losses in the Croatian transmission network due to the greater distances covered

- tehničkih gubitaka u hrvatskoj distribucijskoj mreži zbog usporenog razvoja mreže uzrokovano značajnim ulaganjima u obnovu ratom uništenih dijelova mreže, gdje se kao očiti primjer može navesti povoljnija struktura slovenske SN mreže sa znatno većim udjelom 110 kV i 20 kV prema 35 kV i 10 kV vodovima,
- netehničkih gubitaka u hrvatskoj distribucijskoj mreži koji su na razini 3 % do 4 %.

Potvrda činjenice da su zbog nepovoljne strukture potrošnje povećani gubici u hrvatskom elektroenergetskom sustavu može se pronaći u izvješću Eurostat-a koje među ostalim obrađuje i raspodjelu potrošnje električne energije po osnovnim granama potrošnje (industrija, promet, kućanstva/usluge) u zemljama EU-25, EFTA i zemljama kandidatima za EU [14]. Hrvatska je po udjelu industrijske potrošnje na pretposljednem mjestu ispred Cipra, dok su u državama koje prema tablici 1 imaju najmanje gubitke udjeli industrijske potrošnje među najvećima. Primjeri su to Luksemburga sa 66 %, Finske sa 56 % te Belgije sa 50 % industrijske potrošnje.

U godinama prije rata udio industrijske potrošnje u Hrvatskoj iznosio je oko 45 %, kako je prikazano na slici 2. Stoga je preraspodjela potrošnje, koja je nastupila u ratnim i poslijeratnim godinama rezultirala s najvećom potrošnjom na najnižoj naponskoj razini u kategorijama kućanstava i usluga, uzrokovala porast ukupnih gubitaka u elektroenergetskom sustavu otprilike 2 %.

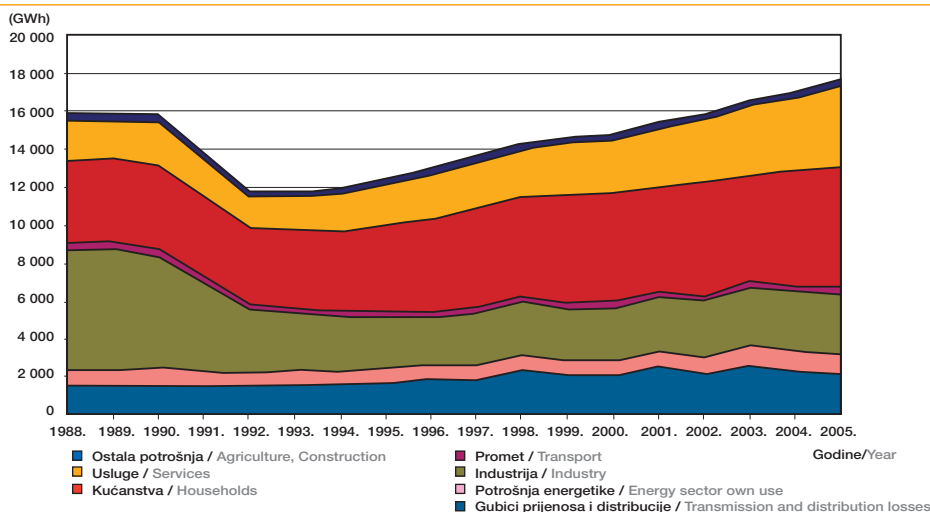
by transmission lines and the higher number of substations,

- technical losses in the Croatian distribution network resulting from the slowed development of the network due to significant investments in repairing the parts of the network damaged during warfare. An example is the obviously more favorable structure of the Slovenian MV network, with a significantly greater share of 110 kV and 20 kV in comparison to 35 kV and 10 kV lines, and
- nontechnical losses in the Croatian distribution network that are at the level of 3 to 4 %.

Confirmation of the fact that losses are increased in the electrical energy system in Croatia due to the unfavorable structure of consumption can be found in a report by Eurostat that, among other things, discusses the allocation of the consumption of electrical energy according to the basic branches of consumption (industry, traffic and households/services) in the countries of the EU-25, EFTA and the country candidates for the EU [14]. In terms of the share of industrial consumption, Croatia is in the next to the last place, ahead of Cyprus, while in the countries that have the lowest losses according to Table 1, the share of industrial consumption is among the highest. Examples are Luxembourg with 66 %, Finland with 56 % and Belgium with 50 % industrial consumption.

In the years prior to the war, the share of industrial consumption in Croatia amounted to approximately 45 %, as shown in Figure 2. Therefore, the reallocation of consumption that occurred during the war and postwar years resulted in the highest consumption at the lowest voltage level in the categories of households and services. This caused an approximately 2 % increase in the total losses of the electrical energy system.

**Slika 2**  
Raspodjela potrošnje električne energije u Hrvatskoj od 1988. do 2005. godine  
Figure 2  
Allocation of the consumption of electrical energy in Croatia from 1988 to 2005



### 2.3 Vlastita potrošnja u hrvatskom elektroenergetskom sustavu

U različitim analizama gubitaka u elektroenergetskom sustavu često se isprepliću i različito tumače pojmovi gubici i vlastita potrošnja. Stoga je u ovom dijelu ukratko opisana struktura vlastite potrošnje i njen prikaz u bilancama električne energije.

#### 2.3.1 Vlastita potrošnja elektrana

Proces proizvodnje električne energije u elektranama zahtijeva potrošak određene količine električne energije, postotno veće u termoelektranama, a manje u hidroelektranama. Tako potrošena električna energija, odnosno vlastita potrošnja elektrana, može se prikazati u bilancama električne energije ili ne, ovisno o načinu izrade bilanci. Razlikuju se sljedeća dva slučaja:

- bilanca električne energije u godišnjim energetske pregledima Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva Vlade RH prikazuje bruto proizvodnju električne energije, koja dakle uključuje i vlastitu potrošnju elektrana. Stoga se dalje u razradi potrošnje električne energije u poglavlju Potrošnja energetike prikazuje vlastita potrošnja elektrana razložena na potrošnju hidroelektrana, termoelektrana i javnih kogeneracijskih termoelektrana,
- bilanca električne energije u godišnjim izvješćima HEP-a prikazuje neto proizvodnju elektrana na pragu, odnosno količinu električne energije koju elektrane isporučuju u elektroenergetski sustav. Stoga se u toj bilanci vlastita potrošnja elektrana vezana uz proizvodnju električne energije ne prikazuje. Eksplicitno se prikazuje vlastita potrošnja koja nije izravno vezana za proces proizvodnje električne energije (slika 1).

Na primjer, postotni udjel vlastite potrošnje elektrana u odnosu na bruto proizvodnju u Hrvatskoj iznosi oko 5 %, dok je u Sloveniji oko 6 % zbog većeg udjela termoelektrana u proizvodnji električne energije.

U razmatranjima pojedinih energetskih stručnjaka vlastita potrošnja elektrana često se pogrešno svrstava u gubitke elektroenergetskog sustava, te se na taj način umjetno podiže njihova razina. Nasuprot tome, vlastita potrošnja elektrana nužni je dio procesa proizvodnje električne energije i kao takva predstavlja dio troškova proizvodnje.

### 2.3 Internal energy consumption in the Croatian electrical energy system

In various analyses of losses in an electrical energy system, there are frequently a variety of interpretations of losses and internal consumption by the energy provider. Therefore, in this chapter, there is a brief description of the structure of HEP's internal consumption and their presentation in the electrical energy balance.

#### 2.3.1 Internal energy consumption by power plants

The process of producing electrical energy in power plants requires the consumption of a certain quantity of electrical energy, a higher percentage in thermoelectric power plants than in hydroelectric power plants. Thus, the consumption of electrical energy, i.e. internal consumption by power plants, can be shown in the balances of electrical energy or not, depending on the manner of preparing the balance. The following two cases differ:

- the balance of electrical energy in the annual energy reviews of the Ministry of the Economy, Labor and Entrepreneurship of the Republic of Croatia shows the gross production of electrical energy that also includes internal consumption by power plants. Further discussion of energy consumption in the chapter Consumption in energy sector presents internal consumption by hydroelectric, thermoelectric and public cogeneration thermal power plants, and
- the balance of electrical energy in the HEP annual reports shows the net production of power plants at the threshold, i.e. the quantity of electrical energy that the power plants deliver to the electrical energy system. Therefore, in this balance the internal consumption by power plants connected with the production of electrical energy is not shown. Internal consumption by power plants that is not directly connected to the process of the production of electrical energy is explicitly shown (Figure 1).

For example, the percentage share of the internal consumption by power plants in comparison to the gross production in Croatia amounts to approximately 5 %, while in Slovenia it is approximately 6 % due to the large share of thermoelectric power plants in the production of electrical energy.

In considerations by certain energy experts, the internal consumption by power plants is often incorrectly classified among losses by the electrical energy system, and in this way artificially raises their level. On the contrary, internal consumption by power plants is a necessary part of the process of producing electrical energy and as such represents a part of production costs.



### 2.3.2 Vlastita potrošnja u prijenosnoj i distribucijskoj mreži

Jedinstveno stajalište oko definiranja pojmova gubici i vlastita potrošnja je sljedeće:

- gubici električne energije dijele se na:
  - tehničke gubitke koji nastaju isključivo u elementima mreže svih naponskih razina koji su pod pogonskim naponom i kroz koje se tokovima snaga obavlja prijenos i distribucija električne energije od ulaznih mjernih mjesta (proizvodnja i uvoz) do uključivo izlaznih mjernih mjesta (izvoz i prodaja kupcima),
  - netehničke gubitke koji su nemjerena, odnosno mjerena, ali neočitana i neobračunata električna energija potrošena izvan gore navedenih elemenata mreže,
- vlastita potrošnja je mjerena električna energija koja je utrošena:
  - u elektroenergetskim objektima za potrebe grijanja i klimatizacije, unutrašnje i vanjske rasvjete kao i napajanja uređaja za daljinski nadzor i komunikaciju, mjerne i zaštitne opreme te elektromotornih trošila,
  - u poslovnim objektima HEP grupe za potrebe obavljanja svih poslovnih aktivnosti.

Vlastita potrošnja elektroenergetskih objekata mjeri se u TS VN/VN, VN/SN i SN/SN te VN i SN rasklopištima, dakle postrojenjima sa značajnijom potrošnjom električne energije [15]. Ta vlastita potrošnja predstavlja dio troškova poslovanja OPS-a (Operatora prijenosnog sustava) i ODS-a.

U razdjelnim TS SN/NN vlastita potrošnja se ne mjeri te se tako potrošena električna energija svrstava u netehničke gubitke. Razlog nemjerenja je u jednostavnoj činjenici da iznos vlastite potrošnje u jednoj TS zbog svog malog iznosa od prosječno 1 kWh godišnje ne opravdava ugradnju mjernog mjesta te njegovo održavanje i periodično očitavanje. Izuzetak čini oko 90 TS SN/NN koje su uvedene u sustav daljinskog vođenja s prosječnom godišnjom potrošnjom uređaja za daljinsko vođenje i komunikaciju većom od 4 000 kWh, pa toliki iznos godišnje potrošnje opravdava ugradnju mjernog mjesta vlastite potrošnje. Iznos netehničkih gubitaka nastao zbog nemjerene vlastite potrošnje u TS SN/NN na razini je od 0,5 GWh godišnje, što čini 0,03 % gubitaka u distribucijskoj mreži, odnosno 0,003 % od ulazne energije u distribucijsku mrežu.

Nasuprot tome, vlastita potrošnja elektroenergetskih i poslovnih objekata ODS-a na razini je od 50 GWh

### 2.3.2 Internal energy consumption in the transmission and distribution networks

A uniform position regarding the definition of the concepts of losses and internal consumption by the provider is as follows:

- electrical energy losses are divided into the following:
  - technical losses that occur exclusively in elements of the network at all voltage levels that are under operating voltage and through which the transmission and distribution of electrical energy occur by power flows from the input measurement points (production and import) up to the output measurement points (export and sales to customers), and
  - nontechnical losses that are not measured, or measured but not read, and unaccounted electrical energy consumption outside the above-mentioned elements of the network, and
- internal consumption by the provider of electrical energy is measured electrical energy consumed:
  - by electric power facilities for purposes of heating and air-conditioning, interior and exterior lighting as well as supplying equipment for remote control and communication, measurement and protective equipment, and consumption by electric motors, and
  - in the buildings of the HEP Group, and for the requirements for the performance of all operational and administrative activities.

The internal consumption of electrical energy by energy facilities is measured in HV/HV, HV/MV, MV/MV substations and HV and MV switchyards, i.e. equipment with significant consumption of electrical energy [15]. This internal consumption represents a part of the operating expenditures of the transmission system operator (TSO) and the distribution system operator (DSO).

In MV/LV distribution substations, internal consumption is not measured, and such consumption of electrical energy is classified among nontechnical losses. The reason not to measure it is in the simple fact that the amount of consumption by a substation due to the small average consumption of 1 kWh per year does not justify the installation, maintenance and periodic reading of a measuring point. Exceptions are approximately 90 MV/LV substations that have been included in the remote control system with an annual consumption by the remote control and communication equipment greater than 4 000 kWh, and this amount of annual consumption justifies the installation of metering devices for the provider's internal consumption. This amount of nontechnical losses occurs due to unmeasured internal consumption by the provider in

godišnje što čini 0,3 % od ulazne električne energije u distribucijsku mrežu.

### 3 KARAKTERISTIKE GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

#### 3.1 Stanje distribucijske mreže

Sadašnje stanje distribucijske mreže u Hrvatskoj karakteriziraju sljedeće značajke:

- obnova ratom uništenih dijelova distribucijske mreže, gdje procijenjena šteta iznosi 2,65 milijardi kuna. Do danas je u obnovu uloženo 2,16 milijardi kuna. Takva značajna ulaganja uzrokovala su usporavanje razvoja ostalog dijela distribucijske mreže,
- dotrajnost distribucijske mreže. Tu značajku distribucijske mreže najjednostavnije je iskazati brojčanim iznosom stupnja otpisane vrijednosti imovine, koja je na kraju 2006. godine iznosila 64,43 %,
- nedovoljna ulaganja u održavanje. Ta značajka je izravna posljedica ratnih događanja. Naime tijekom ratnih i poratnih događanja ulaganje u održavanje je znatno reducirano, a tome je u mnogome pridonosilo i žurno rješavanje kritičnih točaka u mreži,
- usporen razvoj, modernizacija i automatizacija. Distribucijsku mrežu karakterizira velik udio zastarjele opreme pri kraju životne dobi. Omjer 20 kV i 10 kV mreže je na razini 1: 7,5. Mreža 10 kV je u lošem stanju, gdje je oko 70 % vodova s presjekom vodiča ispod 50 mm<sup>2</sup> Al/Če. Velik postotak energetske transformatora SN/NN je starije i neekonomične izvedbe s povećanim gubicima. U mreži niskog napona prevladava nadzemna mreža s golim Al/Če vodičima neodgovarajućeg presjeka, s nezanemarivim udjelom mreža izgrađenih još u doba elektrifikacije. Poseban problem čine kućni priključci starije izvedbe čiji unutrašnji dio nije u vlasništvu niti nadležnosti ODS-a. Velik postotak takvih priključaka ne zadovoljava današnje tehničke uvjete i znatno povećava mogućnost neovlaštene potrošnje električne energije,
- različite koncepcije i neujednačenost razvoja. Organizacijski ustroj, karakterističan po usitnjenosti i izraženoj samostalnosti nižih organizacijskih dijelova, pored niza negativnosti i poteškoća u poslovnim procesima, doveo je do različitih koncepcija i neujednačenog razvoja distribucijske mreže. Posljedice takvog stanja izražene su najviše kroz različit pristup razvoju i održavanju mreže,

the MV/LV substations at a level of 0,5 GWh annually, which comprises 0,03 % of the losses in the distribution network, i.e. 0,003 % of the energy input into the distribution network.

In contrast, the internal consumption by the electrical energy and administrative objects of the distribution system operator is at a level of 50 GWh annually, which comprises 0,3 % of the energy input into the distribution network.

### 3 THE CHARACTERISTICS OF THE LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

#### 3.1 The condition of the distribution network

The present condition of the distribution network in Croatia is characterized by the following:

- it is necessary to repair those parts of the distribution system destroyed during the war, where the estimated damages amount to 2,65 billion kunas. Until now, 2,16 billion kunas have been invested in repairs. Such significant investments have slowed down the development of the other parts of the distribution network,
- the distribution system is worn out. This characteristic of the distribution network is most simply demonstrated by the depreciated value of the property, which in the year 2006 amounted to 64,43 %,
- there is insufficient investment in maintenance. This characteristic is the direct consequence of the war. During the war and postwar events, investment in maintenance was significantly reduced, to a large extent due to the urgency of repairing critical points in the network,
- development, modernization and automation have been slow. The distribution network is characterized by a large percentage of obsolete equipment at the end of its working lifetime. The ratio of 20 kV and 10 kV networks is at the level of 1:7,5. The 10 kV network is in poor condition, in which the cross sections of approximately 70 % of the line conductors are below 50 mm<sup>2</sup> and made of aluminum/steel. A large percentage of the MV/LV energy transformers are old and uneconomical models with increased losses. The low voltage network is dominated by the overhead network with bare aluminum/steel conductors having inappropriate cross sections, and a not insignificant part of the network that was built during the period of electrification. There is a particular problem regarding household connection points of the old type, the inside parts of which are neither under the ownership nor the authority of the DSO. A large percentage of such connection points do not meet today's technical requirements and significantly

- nepovoljan zemljopisni oblik. Ta značajka ogleda se najviše na području ruralnih, priobalnih zona i otoka, za koje je karakterističan nepovoljan oblik terena, niska gustoća potrošnje, te izrazito duge i razgranate mreže za čije su održavanje i izgradnju nužni povećani troškovi,
- nepovoljne promjene u strukturi potrošnje. Karakterizira ih problematika seljenja potrošnje s mreže visokog i srednjeg napona na mrežu niskog napona kao i problematika izrazitih sezonskih promjena vršnih opterećenja, posebice u turističkim područjima.

Sve navedene značajke u većoj ili manjoj mjeri uzrokuju povećanje gubitaka u distribucijskoj mreži.

### 3.2 Problematika određivanja ukupnih gubitaka

Za kvalitetno utvrđivanje godišnje razine ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži nužno je kvalitetno vođenje energetske bilance. Prodaja električne energije prati se pomoću mjesečnih računa/rata, što znači da se gubici ne računaju isključivo na temelju očitanih mjernih podataka. Ta činjenica je posebno nepovoljna kod određivanja potrošnje električne energije iz mjesečne akontacijske rate kod kupaca sa dvotarifnim mjerenjem. Dodatni problemi su nemogućnost vremenskog povezivanja potrošnje s nabavom električne energije, te odstupanje obračunske od kalendarske godine.

Izravna posljedica akontacijskog sustava obračuna potrošnje za veliku većinu kupaca kategorije kućanstvo je da na kraju kalendarske godine uvijek postoji dio potrošnje koji nije fakturiran putem akontacija pa se iskazuje kao gubitak električne energije u bilanci za tu godinu (povećanje gubitaka) ili je unaprijed fakturiran dio buduće potrošnje (smanjenje gubitaka). Može se reći da je to sustavna pogreška koju nije moguće izbjeći.

Zbog takvog prenošenja dijela gubitaka iz jedne godine u drugu, nemoguće je utvrditi točnu razinu gubitaka za pojedinu kalendarsku godinu, što je vidljivo na slici 3.

- increase the opportunity for the unauthorized consumption of electrical energy,
- there are various concepts and a lack of uniformity in development. The organizational system, characterized by the fragmentation and marked autonomy of the lower organizational parts, in addition to a series of negative factors and difficulties in the operational processes, has led to differing concepts and a lack of uniformity in the development of the distribution network. The consequences of such a situation are most evident in the various approaches to the development and maintenance of the network,
- the unfavorable geographical configuration poses a problem. This is most evident in the area of the rural, coastal zones and islands, characterized by unfavorable terrain configurations, low consumption density and markedly long and branching networks, for which it is essential to increase expenditures for construction and maintenance, and
- there have been unfavorable changes in the consumption structure. They are characterized by the problem of moving consumption from a network of high and medium voltage to a network of low voltage and the problem of marked seasonal changes in peak load, especially in tourism areas.

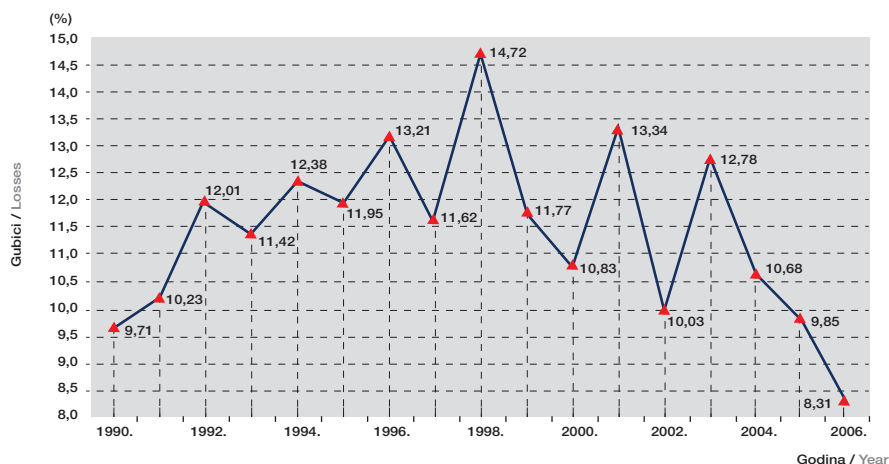
All the above characteristics increase the losses in the distribution network, to a greater or lesser extent.

### 3.2 The problem of the determination of total losses

For the accurate determination of the annual levels of total losses in a distribution network, it is necessary to keep an accurate record of the energy balance. The sale of electrical energy is monitored using monthly bills/installment payments, which means that losses are not calculated exclusively on the basis of the reading of meter data. This fact is particularly unfavorable when determining the consumption of electrical energy from monthly prepaid installments for customers with dual-tariff meters. Additional problems include the impossibility of correlating the time of consumption with the procurement of electrical energy, and the difference between the accounting and the calendar years.

A direct consequence of the advance payment system for calculating consumption for the great majority of customers in the category of households is that at the end of the calendar year there is still a part of consumption that is not invoiced via advance payment and is expressed in the balance as a loss of electrical energy for that year (increased loss) or is invoiced in advance as a part of future consumption (reduced loss). It can be said that this is a system error that cannot be avoided.

Due to this carryover of part of the loss from one year to the next, it is not possible to determine the precise level of loss for an individual calendar year, as evident in Figure 3.



**Slika 3**  
Gubici u distribucijskoj mreži od 1990. do 2006. godine  
Figure 3  
Losses in the distribution network from 1990 to 2006

Utjecaj točnosti određivanja mjesečne akontacijske rate kupcima kategorije kućanstvo na iznos godišnjih gubitaka prikazat će se sljedećim primjerom. Uz udjel potrošnje tih kupaca od 50 % i godišnju razinu ukupnih gubitaka od 10 %, razlika predviđene i ostvarene potrošnje od 3 % generira razliku u ukupnim gubicima od 13,5 % pa se tako utvrđeni gubici kreću od 8,65 % za manju potrošnju od predviđene do 11,35 % za veću potrošnju od predviđene.

Pored utjecaja akontacijskog sustava naplate mogući dodatni utjecajni čimbenici na značajne međusobne razlike godišnjih iznosa gubitaka su i:

- utjecaj odstupanja temperatura od prosječnih sezonskih vrijednosti, prvenstveno zbog smanjenja potrošnje tijekom toplijih zimskih dana, odnosno povećanja potrošnje tijekom vrućih ljetnih dana,
- procjena mjernih podataka (stanja brojlara) pri promjeni cijene električne energije,
- promjene godišnjih termina očitavanja kupaca kategorije kućanstvo,
- utjecaj neočitanih i nepravodobno očitanih mjernih uređaja.

### 3.3 Karakteristike tehničkih gubitaka

Osnovna je podjela tehničkih gubitaka na:

- stalne gubitke koji postoje neovisno o veličini opterećenja distribucijske mreže,
- gubitke ovisne o opterećenju koji su posljedica opterećenja distribucijske mreže.

Stalni gubici su posljedica održavanja distribucijske mreže u pogonskom stanju pripravnosti za opskrbu kupaca električnom energijom te nastaju cijelo vrijeme dok je mreža u pogonu. U tu

The impact of the precision of the determination of the monthly installments prepaid by customers of the household category on the amount of annual losses will be shown with the following example. In addition to the 50 % share of consumption by these customers and the annual level of total losses of 10 %, the difference between the forecast and actual consumption of 3 % generates a difference in the total losses of 13,5 %, and thus the determined losses range from 8,65 % for lower consumption than forecast to 11,35 % for higher consumption than forecast.

In addition to the impact of the prepaid system of collection, possible additional influential factors on the significant differences in the annual amounts of losses are as follows:

- the impact of deviations in temperature from the average seasonal values, primarily due to reduced consumption during warm winter days or increased consumption during hot summer days,
- estimation of meter data (meter reading) when changing the price of electricity,
- changes in the annual schedule for reading the meters of customers of the household category, and
- the impact of unread meters and the reading of meter devices at the wrong time.

### 3.3 Characteristics of technical losses

Technical losses are basically divided into the following:

- constant losses that exist, independently of the amount of load on the distribution network, and
- load-dependent losses, which are in consequence of load on the distribution network.

grupu spadaju gubici u jezgrama transformatora, gubici zbog korone i odvoda preko izolatora kod dalekovoda, dielektrički gubici kod kabela i kondenzatora, gubici u naponskim svicima brojila električne energije itd. Udjel stalnih gubitaka ovisi o opterećenju mreže, te je najveći pri minimalnom opterećenju kada može iznositi i preko 70 % tehničkih gubitaka. Suprotno tome, u trenutku maksimalnog opterećenja pada ispod 30 % tehničkih gubitaka.

Gubici ovisni o opterećenju mreže rastu s kvadratom struje opterećenja, a javljaju se u vodičima vodova i namotima transformatora.

### 3.4 Karakteristike netehničkih gubitaka

Netehničke gubitke se ne može jednoznačno odrediti nijednom metodom, već samo neizravno kao razliku poznatih ukupnih i tehničkih gubitaka. Netehnički gubici nastaju zbog:

- pogrešaka uzrokovanih složenim poslovnim procesom očitavanja i obračuna potrošnje električne energije,
- tehničkih neispravnosti na mjernim mjestima, odnosno mjernim uređajima,
- neovlaštene potrošnje električne energije, odnosno krađe u slučajevima:
  - potrošnje električne energije bez ili pokraj mjerne opreme ili kada je mjerna oprema onesposobljena za ispravni rad, uključujući i nedostatak plombe,
  - samovoljnog priključenja instalacije i trošila na distribucijsku mrežu.

Constant losses are the consequence of the maintenance of the distribution network in the state of readiness for supplying customers with electrical energy and occur during the entire time that the network is in operation. This group includes losses in the transformer cores, losses due to the corona discharges, leaking across insulators of HV lines and dielectric losses in cables and capacitors, losses in the electric meter voltage coils etc. The percentage of constant losses depends upon the load on the network, and is greatest during minimum load when it can amount to over 70 % of the technical losses. By contrast, at the moment of the maximum load, it drops below 30 % of the technical losses.

Losses dependent on the network load increase with the square of the load current, and occur in line conductors and transformer coils.

### 3.4 Characteristics of nontechnical losses

Nontechnical losses cannot be unambiguously determined by a single method but only indirectly as the difference between the known total and technical losses. Nontechnical losses occur due to the following:

- errors caused by the complex operations processes of the reading and calculating of electrical energy consumption,
- technical shortcomings at the metering point or in the measurement equipment, and
- unauthorized consumption of electrical energy, i.e. theft in the following cases:
  - the consumption of electrical energy without or next to metering equipment or when metering equipment is rendered incapable of correct operation, including the absence of a meter seal, and
  - the unauthorized connection of installations and load to the distribution network.

## 4 PRORAČUN TEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Pitanje određivanja tehničkih gubitaka proračunom kompleksan je problem zbog velikog broja elemenata mreže, odnosno objekata na različitim naponskim razinama uzrokovanog njenom širokom rasprostranjenosti, što uvjetuje opsežne tehničke baze podataka zbog vjerodostojnog modeliranja elemenata mreže i pripadnih tokova snaga [16].

### 4.1 Ulazni podaci za proračun

Tehnička baza podataka organizirana je u tri sastavna dijela:

- podaci o objektima distribucijske mreže
  - impedancije i admitancije dionica SN i NN mreže i energetskih transformatora, gubici djelatne i jalove snage u energetskim transformatorima, topologija distribucijske mreže,
- mjerni podaci iz sustava daljinskog vođenja (SDV). Tim mjernim podacima povećava se točnost izlaznih rezultata proračuna zbog poznavanja stvarnih tokova snaga u dijelu distribucijske mreže pokrivenim SDV-om,
- podaci određeni na osnovi dodatnih mjerenja prijenosnim mjernim uređajima. U nemogućnosti potpune provedbe tih mjerenja zbog velikog broja razdjelnih TS SN/NN mogu se koristiti tipski dijagrami opterećenja TS sličnih karakteristika.

Baza podataka o potrošnjama formirana je na osnovi izvješća iz poslovnih aplikacija za obračun potrošnje električne energije, a sadrži podatke o potrošnjama svih kupaca. Grupiranjem potrošnji kupaca po čvorištima NN izvoda određuje se raspodjela tokova snaga po dubini NN izvoda.

Grupiranjem potrošnji kupaca po razdjelnim TS SN/NN uvodi se kontrolni mehanizam za provjeru računski određenih tokova snaga u modeliranoj SN mreži.

### 4.2 Metoda proračuna

Suština kvalitetnog proračuna je u prostornoj i vremenskoj raspodjeli računskih tokova snaga što bližoj stvarnoj, uz točne modele objekata distribucijske mreže. Za zadovoljenje tih zahtjeva, potrebno je da izvori ulaznih podataka za proračun budu što bogatiji i vjerodostojniji.

U VN i višoj SN (35 odnosno 30 kV) mreži te transformatorima VN/SN i SN/SN raspodjela

## 4 THE CALCULATION OF TECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

The question of the determination of technical losses through calculation is a complex problem due to the large number of network elements, i.e. objects at various voltage levels due to its sprawling nature, requiring an extensive technical database for the accurate modeling of the elements of the network and the corresponding power flows [16].

### 4.1 Input data for calculation

The technical database is organized into three component parts:

- data on the objects of the distribution network
  - impedance and admittance of the sections of the MV and LV networks and energy transformers, losses of active and reactive power in energy transformers, and the topology of the distribution network,
- measured data from the remote control system (RCS). With these measurements, the accuracy of the input results of the estimates are increased due to information about the actual power flows in the part of the distribution network covered by the RCS, and
- data determined on the basis of additional measurements with portable measuring devices. As it is not possible to perform these measurements completely due to the large number of MV/LV distribution substations, it is possible to use load diagrams of a substation that has similar characteristics.

The data base on consumption is formed on the basis of reports from the business applications for the calculation of the consumption of electrical energy, and contains data on the consumption of all customers. By grouping customer consumption according to LV feeder taps, the available power flows are determined along the LV feeders.

By grouping customer consumption according to MV/LV distribution substations, a control mechanism is introduced for the verification of the calculated power flows in a modeled MV network.

### 4.2 Estimation method

The essence of a quality estimate is in determining the spatial and temporal distribution of the calculated power flows as accurately as possible, with precise models of the objects in the distribution network. In order to meet these requirements, the sources of the input data for the estimate should be as extensive and accurate as possible.

tokova snaga može biti određena mjernim podacima iz SDV-a. U tom dijelu mreže proračun gubitaka je jednostavan, budući da na vodovima u pravilu nema odvojaka.

Proračun gubitaka u nižoj SN (20 kV, odnosno 10 kV) i NN mreži je najkompleksniji, s obzirom na veliki broj čvorišta u kojima se tokovi snaga granaju. Primijenjen je proračun radialne mreže uz poznate ulazne snage i napone na počecima izvoda.

#### 4.3 Analiza rezultata proračuna

Analizom rezultata proračuna za sve objekte distribucijske mreže otvaraju se mogućnosti kvalitetnijeg rada u sljedećim područjima:

- planiranje i priprema investicijskih objekata, gdje se ostalim čimbenicima koji određuju prioritet investicije dodaje i čimbenik smanjenja tehničkih gubitaka, prvenstveno u određivanju financijske isplativosti investicije. Moguće je zatim simulacijom porasta potrošnje, na osnovi zadanih uvjeta te kontrolom porasta gubitaka, pravodobno reagirati u zamjenama i rekonstrukcijama objekata s prevelikim iznosom gubitaka,
- vođenje mreže, gdje se mogu smanjiti gubici na nekoliko načina: izborom optimalne topologije mreže, povećanjem učinkovitosti rada energetskih transformatora u paralelnom radu ili odgovarajućim međusobnim zamjenama, smanjenjem toka jalove snage ugradnjom dodatne kompenzacije na optimalnim mjestima u mreži, kvalitetnom regulacijom napona te simetriranjem opterećenja,
- tipizacija opreme sa smanjenim gubicima, prvenstveno energetski transformatori, brojlara, kondenzatorske baterije, odvodnici prenapona, izolirani vodiči i kabeli i sl.

Provedba analize rezultata proračuna tehničkih gubitaka donosi dvije korisne metode za kontrolu i praćenje gubitaka. Prva je selektiranje objekata sa najvećim iznosima gubitaka temeljem formiranih lista objekata s pripadajućim gubicima. Druga metoda počiva na promatranju ovisnosti iznosa gubitaka u nekom objektu prema njegovoj opterećenosti tokovima snaga i omogućuje pravodobno otkrivanje slabih mjesta u mreži.

##### 4.3.1 Liste objekata s pripadajućim gubicima

Za svaku razinu distribucijske mreže (viša i niža SN te NN mreža, transformacije SN/SN i SN/NN) formiraju se liste objekata posloženih po iznosu gubitaka od većih k manjim. Ovisno o načinu prikaza, formiraju se:

In HV and high MV (35 or 30 kV) networks and HV/MV and MV/MV transformers, the distribution of such power can be determined by measuring data from the RCS. The estimation of losses in this part of the network is simple because there are no line taps, as a rule.

The estimation of losses in low MV (20 kV or 10 kV) and LV networks is the most complex, due to the large number of nodes in which the power flows are branching. The calculation of the radial network is used with known power input and voltages at the beginning of the feeder.

#### 4.3 Analysis of the calculation results

Through analysis of the calculation results for all the objects in a distribution network, possibilities arise for improved operations in the following areas:

- the planning and preparation of investment objects, where to other factors that determine the priority of investment are added the factor of the reduction of technical losses, primarily in the determination of the profitability of investment. It is also possible through the simulation of consumption growth, on the basis of the given conditions and with control of the increase in losses, to react in time in the replacement and reconstruction of objects with excessive losses,
- network management, where it is possible to reduce losses in several ways. These include the choice of the optimal topology of the network, increased effectiveness of the work of the energy transformers in parallel operation or by appropriate exchange, the reduction of the flow of reactive power with the installation of additional compensation at optimal places in the network, high quality voltage regulation and balancing of the phases load, and
- standardization of equipment with reduced losses, primarily energy transformers, meters, capacitor batteries, surge arresters, insulated conductors, cables etc.

Analysis of the results of the estimate of technical losses yields two useful methods for the control and monitoring of losses. The first is the selection of objects with the highest amounts of losses based upon lists consisting of objects with corresponding losses. The second method begins with the study of the dependence of the amount of loss in an object according to its power flow load, thereby facilitating the timely discovery of weak points in the network.

##### 4.3.1 Lists of objects with corresponding losses

For each level of the distribution network (high and low MV and LV networks, transformation of

- liste objekata s ukupnim gubicima,
- liste objekata s postotnim gubicima u odnosu na distribuiranu električnu energiju – učinkovitost objekata,
- liste objekata s ukupnim gubicima po jedinici duljine – gustoća gubitaka u dionicama SN i NN mreže.

Podaci koji predstavljaju najveću vrijednost u aktivnostima na kontroli i smanjivanju tehničkih gubitaka su podaci o objektima s najvećim iznosima gubitaka. Za SN i NN mrežu koja je u radijalnom pogonu i gdje se tokovi snaga smanjuju prema krajevima izvoda prirodno je očekivati povećane iznose gubitaka u početnim dionicama izvoda. Na primjeru dijela distribucijske mreže kontinentalnog dijela Hrvatske najbolje se vidi izuzetno velika neravnomjernost raspodjele gubitaka:

- u nižoj SN mreži (10 kV) polovica gubitaka nastaje u dionicama čija suma duljina iznosi samo 8,9 % od ukupne duljine mreže te naponske razine,
- u NN mreži polovica gubitaka nastaje u dionicama čija suma duljina iznosi samo 6,5 % od ukupne duljine NN mreže.

#### 4.3.2 Ovisnost iznosa gubitaka o opterećenosti tokovima snaga

Najjednostavniji način utvrđivanja odnosa između iznosa tehničkih gubitaka i opterećenosti distribucijske mreže je u usporedbi dnevnih dijagrama opterećenja i pripadnih rezultata proračuna tehničkih gubitaka za dva karakteristična dana u godini s minimalnim i maksimalnim opterećenjem. Na osnovi te usporedbe može se odrediti njihova međusobna ovisnost, potom granične vrijednosti unutar kojih se kreću iznosi gubitaka snage i energije tijekom godine te na kraju porast gubitaka ovisno o porastu potrošnje električne energije u budućnosti.

Usporedba gubitaka snage u trenucima minimalnog i maksimalnog opterećenja tijekom godine temeljena na obavljenom proračunu u spomenutom dijelu distribucijske mreže daje sljedeće rezultate:

- u trenutku minimalnog godišnjeg opterećenja gubici snage iznose 4,2 % ulazne snage,
- u trenutku maksimalnog godišnjeg opterećenja gubici snage iznose 9,1 % ulazne snage.

Tijekom godine gubici snage variraju između ta dva granična slučaja. Nadalje, usporedba dnevnih gubitaka energije daje međusobno bliže iznose graničnih slučajeva:

MV/MV and MV/LV), lists of objects are compiled that are arranged according to the amount of losses in descending order. Depending on the manner of presentation, the following are prepared:

- lists of objects with total losses,
- lists of objects with percentages of losses in comparison to the distributed electrical energy – the effectiveness of objects, and
- lists of objects with total losses according to units of length – density of losses in parts of the MV and LV network.

The data that represent the highest values in activities for the control and reduction of technical losses are the data on the objects with the highest amounts of losses. For an MV and LV network that is in radial operation and where the power flows decrease toward the end of the feeder, it is natural to expect increased amounts of losses at the beginning of the feeder. For example, the exceptional lack of uniformity in the distribution of losses from part of the distribution network of the continental part of Croatia can best be seen as follows:

- in a low MV network (10 kV), half of the losses occur in the parts whose total length amounts to only 8,9 % of the total length of the network of that voltage level, and
- in an LV network, half of the losses occur in the parts whose total length amounts to only 6,5 % of the total length of the LV network.

#### 4.3.2 The dependence of the amount of losses on the power flow (load)

The simplest manner for determining the ratio between the amount of technical losses and the distribution network load is by comparing the daily load diagrams and the corresponding results of the calculated technical losses for two characteristic days in the year with minimum and maximum loads. On the basis of this comparison, it is possible to determine their mutual dependence, the limit values within which the amounts of power and energy losses range during the year, and the losses increase, depending on future growth in electrical energy consumption.

Comparison of power losses at moments of minimum and maximum load during the year based upon the calculation performed in the previously mentioned part of the distribution network yields the following results:

- at the moment of minimum annual load, power losses amount to 4,2 % of the power input, and
- at the moment of maximum annual load, power losses amount to 9,1 % of the power input.



- za dan s minimalnim godišnjim opterećenjem dnevni gubici energije iznose 4,9 % ulazne energije,
- za dan s maksimalnim godišnjim opterećenjem dnevni gubici energije iznose 7,6 % ulazne energije.

Ukupni godišnji tehnički gubici energije nalaze se između ta dva granična slučaja.

Zanimljivo je promotriti raspodjelu gubitaka energije po razinama distribucijske mreže za ta dva dana, kako je prikazano na slici 4.

During the year, power losses vary between the two borderline cases. Furthermore, comparison of the daily energy losses shows decrease in the differences between the borderline cases:

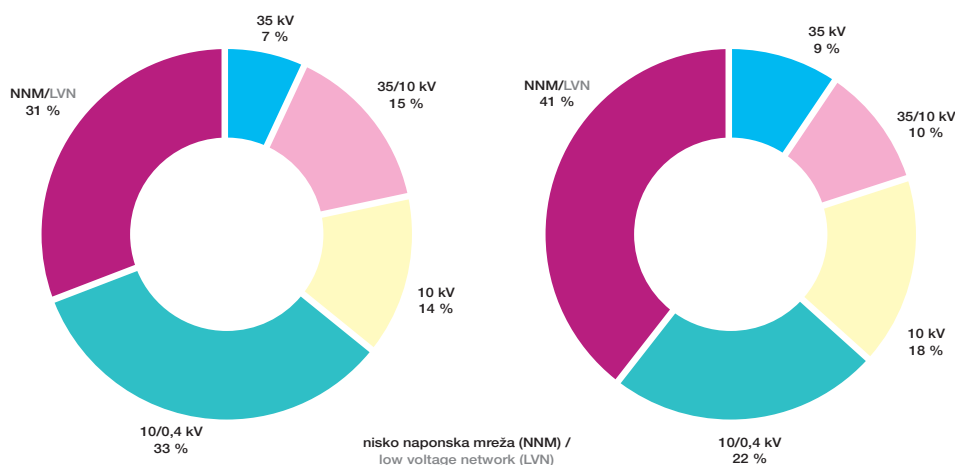
- for the day with minimum annual load, the daily energy losses amount to 4,9 % of the energy input, and
- for the day with the maximum annual load, the daily energy losses amount to 7,6 % of the energy input.

The total annual technical energy losses are between the two borderline cases.

It is interesting to study the distribution of energy losses according to the levels of the distribution network for these two days, as presented in Figure 4.

**Slika 4**

Usporedni dijagrami raspodjele gubitaka po razinama distribucijske mreže za dan s minimalnim (lijevo) i maksimalnim opterećenjem (desno)  
Figure 4  
Comparative diagrams of the distribution of losses according to the levels of the distribution network on the day with the minimum (left) and maximum (right) load



S porastom opterećenja najbrže rastu gubici u niskonaponskim mrežama, te nešto polaganije u srednjenaponskim mrežama. Suprotno tome, postotni gubici u transformatorima bilježe pad jer su pri povećanim opterećenjima transformatori u pogonu bliže pogonu s maksimalnom učinkovitošću. Logičan je to rezultat njihove podopterećenosti zbog dimenzioniranja transformatora na relativno kratkotrajna vršna opterećenja.

With load increase, losses rise the most quickly in low voltage networks and somewhat more slowly in medium voltage networks. On the contrary, the percentage losses in transformers show a decrease because transformers with an increased load operate closer to maximum efficiency. This is the logical result of their underloading, as transformers are designed for peak loads of relatively short duration.

## 5 MJERE ZA SMANJENJE TEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

### 5.1 SN mreža

U višoj SN mreži (35 kV i 30 kV) zbog velikih i skupih objekata učinkovito smanjenje gubitaka prvenstveno se provodi optimiranjem tokova snaga prema tehničkim karakteristikama objekata. Tokovi snaga optimiraju se poznatim proračunskim alatima, vodeći računa o sezonskim promjenama opterećenja. Preusmjeravanje tokova snaga provodi se na promatranjoj naponskoj razini ili posredno preko podređenih mreža nižih naponskih razina. Kvalitetna regulacija napona u SN mreži također je moguća mjera za optimiranje tokova prividne struje.

U nižoj SN mreži (10 kV i 20 kV) vrijednosti objekata su manje te se osim optimiranja tokova snaga mogu provesti i sljedeći ciljani zahvati na dionicama s najvećim gustoćama gubitaka:

- povećanje presjeka vodiča. Provedba je najučinkovitija u početnim dionicama SN izvoda s najvećim gubicima,
- promjena topologije mreže. Sjedinjujući podatke iz lista i iz topologije mreže, olakšan je posao pripreme i izgradnje novih dionica kako bi se uz smanjenje gubitaka u postojećim dionicama postigli i drugi rezultati kao što su poboljšanje naponskih prilika duž izvoda, povećanje pouzdanosti napajanja kupaca kao i eliminiranje radialnih SN izvoda izgradnjom spojnih vodova.

### 5.2 Energetski transformatori

Transformacija VN/SN i SN/SN u pravilu je izvedena s dva ili više transformatora u paralelnom radu te se gubici mogu smanjiti kvalitetnijom regulacijom paralelnog rada transformatora. Iznosi mogućeg smanjenja gubitaka rezultat su usporedbe učinkovitosti transformatora za sve slučajeve pogona. Regulacija se dijeli na sezonsku, tjednu i dnevnu, uz napomenu da se sezonska regulacija uobičajeno provodi u praksi, dok su ostale dvije zasad na razini proračuna, prvenstveno zbog velikog broja sklopnih manipulacija na transformatorima, te mogućeg smanjenja pouzdanosti opskrbe pri pogonu s jednim transformatorom.

U TS SN/NN transformacija se u najvećem broju slučajeva obavlja putem jednog energetskog transformatora po TS, te su moguće sljedeće mjere smanjenja gubitaka:

## 5 MEASURES FOR REDUCING TECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

### 5.1 MV network

In a high MV network (35 kV and 30 kV), due to the large and expensive objects, effective reduction of losses is primarily implemented by optimizing the power flows according to the technical characteristics of the objects. Power flows are optimized with the common computational tools, taking seasonal load changes into account. The redirection of power flows is performed at the observed voltage level or indirectly via subordinate networks of lower voltage levels. The quality regulation of voltage in an MV network is also a possible measure for optimizing the reactive current flows.

In a low MV network (10 kV and 20 kV), the value of the objects is lower and in addition to optimizing the power flows it is also possible to undertake the following targeted measures on the parts with the highest density of losses:

- increasing the cross section of the conductors. This is most effective at the beginning of the MV feeder where the highest losses occur, and
- change of the topology of the network. By unifying data from the list and from the topology of the network, the preparatory work and construction of new sections are facilitated. In addition to reducing losses in the existing sections, other results such as an improved voltage profile along the feeder, increased reliability of the supply to customers and the elimination of radial MV feeders by constructing connecting lines can be achieved.

### 5.2 Energy transformers

The transformation of HV/MV and MV/MV as a rule is performed with two or more transformers in parallel operation. Losses can be reduced with the quality regulation of the parallel operation of the transformers. The amounts of the possible reductions in losses are the result of the comparison of transformer efficiency for all modes of operation. Regulation is divided into seasonal, weekly and daily. It should be noted that seasonal regulation is customarily conducted in practice, while the other two for now are at the level of calculation, primarily due to the large number of transformer switching operations and the eventual reduction in the reliability of the supply when one transformer is in operation.

In MV/LV substations, transformation in the majority of cases is performed by one power transformer per substation. The following measures for reducing losses are possible:

- optimiranje nazivnih snaga međusobnim zamjenama ugrađenih transformatora. Transformatori koji su opterećeni znatno preko granice maksimalne učinkovitosti mijenja se transformatorima veće nazivne snage koji su opterećeni znatno ispod granice maksimalne učinkovitosti, te se na taj način ostvaruje ušteda ukupnim smanjenjem gubitaka u namotima. Općenita je činjenica da je izbor opterećenijih transformatora znatno uži od izbora neopterećenih transformatora. Moguće smanjenje godišnjih gubitaka po paru međusobno zamijenjenih transformatora kreće se i do 5 MWh,
- zamjena starih modela transformatora novim modelima sa smanjenim gubicima. Transformatori stariji od 30 godina čine oko 30 % od ukupnog broja instaliranih transformatora. Odnosi njihovih gubitaka prema gubicima najnovijih modela iste nazivne snage kreću se i do 3 : 1. Prilikom izbora novog transformatora treba uzeti u obzir i njegovo dimenzioniranje na nelinearno opterećenje, koje se provodi izračunom K-faktora za predviđeno mjesto ugradnje.
- optimizing the power ratings by exchanging transformers. Transformers that are loaded significantly over the limit of maximum efficiency are replaced with transformers of higher power ratings that are loaded significantly below the limit of maximum efficiency. In this manner, savings are achieved by reducing the total losses in the coils. It is a general fact that the selection of loaded transformers is significantly more limited than the selection of unloaded transformers. The reduction of annual losses per pair of exchanged transformers ranges to up to 5 MWh, and
- replacement of old model transformers with new models, thereby reducing losses. Transformers that are over 30 years old comprise approximately 30 % of the installed transformers. The ratios of their losses in comparison to the losses of the newest models of the same power rating range up to 3 : 1. When selecting a new transformer, it is necessary to take its nonlinear load capability into account, which is achieved by calculating the K-factor for the planned installation site.

### 5.3 NN mreža

U prethodnom dijelu pokazano je da udio gubitaka u NN mreži u danima s većim opterećenjima raste preko 40 % od ukupnih tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži. Zbog tako velikog udjela i činjenice da ta razina distribucijske mreže ima velik broj objekata s lošom učinkovitošću, mogu se provesti najjednostavnije i najučinkovitije mjere za smanjenje gubitaka.

#### 5.3.1 Smanjenje nesimetričnog opterećenja u NN izvodima

Poznato je da su NN izvodi opterećeni nesimetričnim tokovima snaga zbog velikog broja jednofaznih trošila, te se javljaju dodatni gubici u faznim i u povratnom vodiču u odnosu na idealnu situaciju simetričnog trofaznog opterećenja izvoda. U povratnom vodiču gubici se javljaju zbog samog protjecanja povratne struje koja je vektorska suma tri fazne struje, dodatno opterećena i trostrukim vrijednostima  $3n$  harmonika. U većem broju NN izvoda starije izvedbe otegotna je okolnost da je presjek povratnog vodiča za jedan stupanj manji od presjeka faznih vodiča, što je u suprotnosti s današnjim smjernicama o dimenzioniranju povratnih vodiča zbog sve većeg nelinearnog opterećenja.

U prvom koraku obavlja se sinkronizirano višednevno mjerenje na početku i na kraju NN izvoda. Rezultati mjerenja su ulazni podaci za proračun

### 5.3 LV network

In the previous section, it was shown that the share of losses in the LV network on days with high loads increases to over 40 % of the total technical losses in the distribution network. Due to such a high percentage and the fact that this level of the distribution network has a large number of objects with poor efficiency, it is possible to implement the simplest and most effective measures to reduce losses.

#### 5.3.1 Reducing the asymmetric load on LV feeders

It is known that LV feeders are loaded with asymmetric power flows due to the large number of single-phase loads. Additional losses occur in phase and return conductors in comparison to the ideal situation of a symmetrical three-phase load on the feeder. Losses in the return conductor occur due to the flow of the return current, which is the vector sum of three-phase currents, additionally loaded with triple values of  $3n$  harmonics. In a large number of older LV feeders, it is an impediment that the cross section of the return conductor is one level lower than the cross section of the phase conductors. This is contrary to the current guidelines for the dimensioning of return conductors due to the ever increasing nonlinear load.

In the first step, synchronized measurement is performed for several days at the beginning and end of the LV feeder. The results of measurement provide input data for the calculation of the power flows along the LV feeder in all three phases and in the

tokova snaga duž NN izvoda u sva tri fazna vodiča i u povratnom vodiču. Paralelno s proračunom, računa se gubitke u faznim vodičima za idealni slučaj simetričnog opterećenja. Na temelju rezultata proračuna, pristupa se dubinskom simetriranju, kako bi se po cijeloj duljini izvoda dobilo što simetričnije tokove snaga. Nakon provedenog postupka, obavlja se ponovno mjerenje za potvrdu uspješnosti simetriranja.

Iskustva s provedenih zahvata kazuju da iznosi dodatnih gubitaka zbog nesimetrije mogu doseći i 25 % ukupnih gubitaka u NN izvodu. Nakon provedenih zahvata ti udjeli padaju na 10 % do 15 %. Na prvi pogled smanjenja se ne doimaju značajnima, ali u NN izvodima u kojima je više od 90 % jednofaznih trošila nemoguće je postići kontinuirano simetrično opterećenje.

### 5.3.2 Kompenzacija jalove energije u dubini NN izvoda

Opravdanost te metode potkrijepljena je činjenicom da su dodatni gubici uzrokovani protjecanjem jalove snage najveći u NN mrežama te iznose oko 20 % ukupnih tehničkih gubitaka u NN mrežama, što predstavlja visokih 7 % od iznosa tehničkih gubitaka u cijeloj distribucijskoj mreži. Naime, posljednji stupanj kompenzacije jalove energije je u NN rasklopnim blokovima u razdjelnim TS SN/NN. Stoga niskonaponskim izvodima teku prirodne jalove snage priključenih kupaca, dok su u ostalim višim razinama distribucijske mreže one dobrim dijelom kompenzirane, te su i dodatni gubici zbog toka jalove snage znatno manji.

U provedbi metode prva dva koraka identična su metodi simetriranja opterećenja: višednevno snimanje u NN izvodu i proračun na temelju snimljenih ulaznih podataka. Dodatno se u proračun unose još dva ulazna podatka: mjesto ugradnje kao i snaga ugrađene kondenzatorske baterije. Suština izbora snage baterije je da se smanjenjem toka jalove snage smanji prividna struja u početnim dionicama te s njom i gubici. Valja napomenuti da metoda utječe i na smanjenje gubitaka napona.

Prema obrađenim primjerima iz prakse, može se dati okvirne podatke o smanjenju gubitaka energije i napona. U opterećenijim NN izvodima gdje se stvaraju godišnji gubici preko 20 MWh, kompenzacijom jalove snage u dubini izvoda mogu se smanjiti gubici energije za 10 % do 15 % te posredno i gubici napona do 3 %.

Smanjenje tokova jalove snage u NN mreži dodatno bi se moglo ostvariti ugradnjom mjernih uređaja za mjerenje jalove energije kod kupaca kategorije

return conductor. Together with these calculations, losses are also calculated in the phase conductors for the ideal case of a symmetrical load. On the basis of the calculation results, balancing along the feeder is performed in order to obtain the most symmetrical possible power flow along the entire length of the feeder. After this, measurement is repeated to confirm the success of the balancing procedure.

Experience with the procedures performed demonstrates that the amounts of additional losses due to asymmetry can reach up to 25 % of the total losses in an LV feeder. After these procedures are performed, the percentages drop to 10 % to 15 %. At first glance, the reductions do not seem significant but on LV feeders with over 90 % single phase loads, it is not possible to achieve a continuous symmetrical load.

### 5.3.2 Compensation of reactive energy along the LV feeder

The justification for this method is supported by the fact that additional losses caused by the reactive power flow are the highest in LV networks and amount to approximately 20 % of the total technical losses in LV networks, which represents 7 % of the amount of technical losses in the entire distribution network. The last level of reactive energy compensation is in the LV switchgears of the MV/LV distribution substations. Therefore, consumer reactive power flows in low voltage feeders, while at the other higher levels of the distribution network they are largely compensated and therefore additional losses due to the reactive power flow are significantly lower.

In the implementation of the method, the first two steps are identical to the method of load balancing: several days of recording the LV feeder load and calculation on the basis of the recorded input data. Two additional entry data are also entered into the calculation: the place of installation as well as the power of the installed capacitor battery. The main consideration in the selection of the battery power is that with the reduction in the reactive power flow there is a reduction in the reactive current at the beginning of the feeder and thus a reduction in losses. It should be mentioned that the method also has an impact on reducing voltage loss.

According to the examples dealt with in practice, it is possible to provide general data on reducing energy and voltage losses. On a higher loaded LV feeder with annual losses of over 20 MWh, it is possible to reduce energy losses by 10 % to 15 % through compensation of the reactive power along the feeder and also indirectly reduce voltage losses by up to 3 %.

Reduction of the reactive power flows in an LV network additionally could be achieved through

poduzetništvo s priključnim snagama manjim od 30 kW. Naime, tim se kupcima u pravilu mjeri samo potrošena djelatna električna energija iako tarifni sustav omogućuje mjerenje jalove energije, pa nisu stimulirani za kompenzaciju jalove energije svojih trošila.

### 5.3.3 Ciljani zahvati u NN izvodima s najvećim iznosima gubitaka

Prema podacima o opterećenju i topologiji – izvedbi, obliku izvoda, vrsti i presjecima vodiča, raspodjeli kupaca duž izvoda, smještaju susjednih NN izvoda iz iste ili susjednih TS-a te smještaju susjednih TS-a, određuje se kojim zahvatima se najučinkovitije može smanjiti gubitke. Budući da se radi o objektima s velikim iznosima gubitaka, a zahvati su u odnosu prema ostalim razinama distribucijske mreže jednostavniji i jeftiniji, valja planirati zahvate koji će rezultirati najvećim smanjenjem gubitaka, a to često znači i njihovo međusobno kombiniranje:

- povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama NN izvoda: Korištenjem prostornih dijagrama gubitaka u NN izvodima dolazi se do okvirnog zaključka da se u najvećem broju izvoda oko 80 % gubitaka generira u prvoj polovici izvoda. Na osnovi tih dijagrama određuje se do kojeg čvora je ekonomski opravdano povećanje presjeka vodiča, odnosno koji novi presjek vodiča se odabire. Postupak je primjenjiviji kod radialnih izvoda bez grananja,
- razdvajanje postojećeg NN izvoda na dva ili više: Koristi se ista vrsta dijagrama, a sam je postupak vrlo sličan prethodnom. Postupak je primjenjiviji u razgranatim izvodima, gdje se pojedine grane pretvaraju u samostalne izvode te se gubici smanjuju u dionicama od TS-a do mjesta grananja, a time se povećava i pouzdanost opskrbe,
- napajanje dijela NN izvoda putem susjednog manje opterećenog izvoda: Iz dijagrama raspodjele gubitaka za oba NN izvoda odlučuje se koji dio izvoda valja prebaciti na neopterećeniji izvod, u svrhu maksimalnog smanjenja gubitaka. Pritom se mora zadovoljiti sve tehničke propise zaštite NN mreža,
- napajanje dijela NN izvoda putem susjedne TS SN/NN: Postupak sličan prethodnom, kada se koristi novi ili neopterećeniji izvod iz susjedne TS. Posljednja tri postupka više se primjenjuju u urbanim sredinama gdje su NN izvodi razgranati, a TS gušće izgrađene.

the installation of measuring devices for the measurement of reactive energy for customers in the entrepreneurial category with connected power of less than 30 kW. For these customers, only the active electrical energy consumed is measured as a rule, although the tariff system also permits the measurement of reactive energy. Thus, they do not have a financial incentive to compensate for their reactive energy load.

### 5.3.3 Targeted interventions on the LV feeders with the highest amounts of losses

The most effective types of interventions for reducing losses are determined according to the load and topology data – design, the type of the feeder, the type of conductors, the cross section of the conductors, the distribution of customers along the feeder, the location of neighboring LV feeders from the same or neighboring substations and the location of neighboring substations. Since this refers to objects with large amounts of losses and the interventions are simpler and less expensive than at other levels of the distribution network, interventions that will result in the maximum reduction of losses should be planned, which frequently means combining them:

- increasing the conductor cross section at the beginning of the LV feeder: By using spatial diagrams of LV feeder losses, the general conclusion is reached that in 80 % of cases the feeder losses are generated in the first half of the feeder. On the basis of these diagrams, it is determined for which node it is economically justified to increase the conductor cross section, i.e. which new conductor cross section should be chosen. The procedure is applicable in a radial feeder without branching,
- dividing an existing LV feeder into two or more sections: The same type of diagram is used and the procedure is very similar to the previous one. This procedure is applicable in a branched feeder where individual branches are made independent and losses of the sections between the substation and the branching place are reduced, thereby also increasing the reliability of the supply,
- supplying part of the LV feeder via a less loaded neighboring feeder: From the diagrams of the distribution of the loss of both LV feeders, it is decided which section of the feeder should be transferred to the less loaded feeder for the maximum reduction of losses. It is necessary to meet all the technical safety regulations for LV networks, and
- supplying part of the LV feeder via a neighboring MV/LV substation: The procedure is similar to the previous one, when a new or less loaded feeder is used from a neighboring substation. The last three procedures are used more in urban milieus where LV feeders are branched and there is a greater density of substations.

#### 5.4 Zamjena starih modela kondenzatorskih baterija

Temeljem mjerenja dielektričnih gubitaka u starim modelima kondenzatorskih baterija s polikloriranim bifenilom (PCB) smještenim u NN razvodima u razdjelnim TS SN/NN ustanovljena je velika razina istih, u prosjeku oko 5 – 7 W po kvar-u instalirane snage. Zbog toga je vrlo isplativa zamjena sa suhim baterijama iznosa dielektričnih gubitaka od 0,5 – 1 W po kvar-u, čime su dodatno zadovoljeni i ekološki zahtjevi za uklanjanjem PCB-a iz postrojenja.

#### 5.5 Termovizijsko utvrđivanje toplih mjesta u mreži

Sustavnom termovizijskom kontrolom i sanacijom toplih mjesta u mreži, osim smanjenja tehničkih gubitaka istodobno se djeluje na povećanje pogonske sigurnosti i pouzdanosti opskrbe. Problemi sa povećanim zagrijavanjem dijelova opreme mogu nastati pri izraženijem nesimetričnom opterećenju, povećanom nelinearnom opterećenju ili jednostavno dotrajalošću spojnog mjesta (slika 5).

#### 5.4 Replacement of old models of capacitor batteries

Based on measurement of the dielectric losses in old model capacitor batteries with polychlorinated biphenyl (PCB) located in the LV distribution of MV/LV distribution substations, a high level of losses was determined, an average of approximately 5 W to 7 W per kvar of installed power. Therefore, it is very profitable to replace them with dry batteries having dielectric losses of 0,5 W to 1 W per kvar. In this manner, the ecological requirements for the removal of PCB from the equipment are also met.

#### 5.5 Determination of hot spots in the network with ThermoVision

With a system of ThermoVision control and the repair of hot spots in the network, besides reducing technical losses there is a simultaneous increase in plant safety and the dependability of the supply. Problems with the increased heating of parts of the equipment can occur with a higher asymmetrical load, a higher nonlinear load or simply when the contacts wear out (Figure 5).



**Slika 5**  
Primjer termovizijski snimljenog toplog mjesta (Elektra Zagreb)  
**Figure 5**  
Example of a hot spot photographed with ThermoVision (Elektra Zagreb)

#### 5.6 Rekapitulacija mjera za smanjenje tehničkih gubitaka

Osnovni cilj svih opisanih mjera za učinkovito smanjenje gubitaka je dovesti mrežu što bliže stanju:

- optimalnih tokova snaga na svim naponskim razinama,
- optimalnih tehničkih karakteristika objekata sa značajnijim tokovima snaga,
- simetričnog opterećenja, poglavito u NN mreži,
- minimalnog toka jalove snage, poglavito u NN mreži.

#### 5.6 Recapitulation of the measures for reducing technical losses

The basic goal of all the described measures for the effective reduction of losses is to bring the network as close as possible to the following state:

- optimal power flows at all voltage levels,
- optimal technical characteristics of objects at significant power flows,
- symmetrical load, particularly in the LV network, and
- minimal reactive power flows, particularly in the LV network.

Sušтина kvalitetnog ulaganja u smanjenje tehničkih gubitaka nalazi se u odgovoru na pitanje: Gdje se stvaraju najveći tehnički gubici, odnosno gdje ulagati? Na to se pitanje kvalitetno može odgovoriti samo nakon provedenog proračuna, odnosno procjene tehničkih gubitaka. Dvije osnovne činjenice su:

- zbog radijalnog pogona distribucijske mreže najveći gubici stvaraju se u početnim dionicama niže SN (prvenstveno 10 kV) te NN mreže. Rezultat je da se 80 % gubitaka u tim mrežama stvara na manje od 20 % njihove ukupne duljine,
- velik broj transformatora SN/NN je podopterećen i starije izvedbe s povećanim gubicima.

Ovim činjenicama valja dodati i mogućnosti optimiranja tokova snaga, kako bi se dobila učinkovita oruđa za smanjenje tehničkih gubitaka čija je procjena financijskih pokazatelja dana u tablici 3.

The essence of quality investment in the reduction of technical losses is found in the answer to the following question: Where are the largest technical losses generated, i.e. where should there be investment? It is only possible to provide a good answer to this question after calculation has been performed, i.e. an assessment of the technical losses. Two basic facts are as follows:

- due to the radial operation of the distribution network, the greatest losses are created at the beginning sections of the lower MV network (primarily 10 kV) and LV network. The result is that 80 % of the losses in these networks occur on less than 20 % of their total length, and
- a large number of MV/LV transformers are underloaded old models with increased losses.

To these facts should be added the possibility of optimizing power flows, in order to obtain an effective means for reducing technical losses, the estimated financial indices of which are presented in Table 3.

Tablica 3 – Procjena financijskih pokazatelja ulaganja u smanjenje tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži  
 Table 3 – Estimate of the financial indices of investment in reducing technical losses in a distribution network

| Gdje? / Where?  | Koje mjere? / Which measures?   | Mogućnosti smanjenja tehničkih gubitaka (relativno prema ulaznoj energiji u distribucijsku mrežu) / Possibilities for reducing technical losses (relative to energy input in the distribution network) (%) | Potrebna ulaganja na razini HEP – ODS-a / Necessary investment at the level of HEP –DSO (10 <sup>6</sup> HRK) | Očekivano vrijeme povrata uloženi sredstava temeljem smanjenja gubitaka / Expected time of return for invested assets based on loss reduction (godina / years) |
|---|---|--|---|--|
| SN mreža i transformacija VN/SN i SN/SN u paralelnom radu / MV network and HV/MV and MV/MV transformers in parallel operation | Optimiranje tokova snaga i regulacija paralelnog rada transformatora / Optimizing power flows and regulation of the parallel operation of transformers  | do / to 0,2  | –   | –  |
| NN mreža / LV network   | Izmjene topologije mreže prema tokovima snaga, kompenzacija jalove snage u dubini mreže, simetriranje opterećenja / Changing the topology of the network according to power flows, compensation of reactive power along the network, load balancing | do / to 0,4  | 100   | 1 do / to 3  |
|   | Rekonstrukcija početnih dionica NN izvoda, odnosno izgradnja novih / Reconstruction of the beginning sections of the LV feeders, i.e. construction of new ones  | do / to 0,5  | 400   | 5 do / to 10   |
| Transformatori SN/NN / MV/LV transformers   | Međusobne zamjene podopterećenih i preopterećenih transformatora / Exchanging underloaded and overloaded transformers   | do / to 0,1  | –   | –  |
|   | Zamjena starih transformatora novim sa smanjenim gubicima / Replacing old transformers with new ones with reduced losses  | do / to 0,4  | 500   | 15 do / to 20  |
| Niža SN mreža (10 odnosno 20 kV) / Low MV network (10 or 20 kV)   | Rekonstrukcija početnih dionica SN izvoda, odnosno izgradnja novih / Reconstruction of the beginning sections of the MV feeders, i.e. the construction of new ones  | do / to 0,4  | 1 000   | 20 do / to 30  |
| <b>Ukupno / Total</b>   |   | do / to 2  | 2 000   |  |



Razina tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži bi se provedbom mjera navedenih u tablici 3 smanjila sa sadašnjih 6 % do 7 % na 4 % do 5 %.

Ostale mjere za smanjenje tehničkih gubitaka iziskuju veća ulaganja. Interpolacije novih TS SN/NN odnosno TS VN/SN u postojeću mrežu primjenjuju se prvenstveno kod preopterećenja postojećih TS, odnosno kod priključenja novih kupaca s većim priključnim snagama.

Ukidanje transformacije SN/SN i prelazak sa 10 kV na 20 kV mrežu smanjuje tehničke gubitke u distribucijskoj mreži za 1,5 % do 2 % od ulazne energije u distribucijsku mrežu. Mjera se etapno provodi u dijelovima distribucijske mreže i predstavlja najznačajnija ulaganja u razvoj SN mreže.

## 6 PROCJENA NETEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Procjena razine netehničkih gubitaka moguća je samo posredno preko razlike ukupnih i tehničkih gubitaka. Na osnovi tako utvrđenih iznosa netehničkih gubitaka planira se vrsta i opseg aktivnosti na njihovom smanjenju. U nastavku su ukratko opisana moguća mjesta nastanka netehničkih gubitaka.

### 6.1 Neizravna i poluizravna mjerna mjesta

Budući da se na tim mjernim mjestima kupcima prodaju velike količine električne energije, svaka pogreška koja onemogućuje ispravno mjerenje uzrokuje velike gubitke. Najčešće su pogreške u ožičenju sekundarnih strujnih i naponskih mjernih vodova, izboru, odnosno dimenzioniranju mjernih transformatora i sekundarnih mjernih vodova, određivanju obračunske konstante preklopivih mjernih transformatora. S druge strane, i kupac može djelovanjem na sekundarno ožičenje relativno jednostavno narušiti točnost mjerenja. Stoga je preduvjet za kvalitetne kontrolne preglede takvih mjernih mjesta u pripremljenosti i obučenosti radnika odgovornih za kontrolu, kao i u njihovoj opremljenosti potrebnim mjernim uređajima i alatom.

### 6.2 Izravna mjerna mjesta na niskom naponu

Kako je u distribucijskoj mreži najveći broj takvih mjernih mjesta, pojedinačne kontrole zahtijevaju velik potrošak vremena. Sama mjerna mjesta su znatno jednostavnije izvedbe, te je i mogućnost

With the implementation of the measures stated in Table 3, the level of technical losses in the distribution network would be reduced from the current 6 % to 7 % to a level of 4 % to 5 %.

Other measures for reducing technical losses require greater investment. The interpolation of new MV/LV substations or HV/MV substations in the existing network is primarily applied when the existing ones are overloaded, i.e. when connecting new customers with relatively high installed power.

Elimination of MV/MV transformation and switching from a 10 kV to a 20 kV network reduces technical losses in the distribution network by 1,5 % to 2 % of the energy input in the network. The measures are implemented in stages in parts of the distribution network and represent the most significant investment in the development of the MV network.

## 6 ESTIMATION OF NONTECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

It is only possible to estimate the level of nontechnical losses indirectly, as the difference between total and technical losses. On the basis of such determined amounts of nontechnical losses, the type and range of activities are planned for their reduction. A brief description of the possible places of origin of nontechnical losses is provided.

### 6.1 Indirect and semidirect metering points

Since large amounts of electrical energy are sold to customers at these metering points, every error that prevents correct measurement causes great losses. The most frequent errors are in the wiring of secondary current and voltage measurement cables, the choice or the dimensioning of the measuring transformers and secondary measurement cables, and the determination of the billing constant of the reconnectable measuring transformers. On the other hand, by tampering with the secondary wiring, it is relatively simple for a customer to render measurement imprecise. Therefore, prerequisites for the quality control inspections of such metering points include the preparedness and training of the workers responsible for control, as well as the necessary measuring devices and tools.

### 6.2 Direct metering points at low voltage

Since the largest number of such metering points is in the distribution network, individual control requires a great expenditure of time. The metering

tehničke neispravnosti smanjena. S druge strane, velik broj mjernih mjesta smješten je unutar objekta u vlasništvu kupca što znatno povećava mogućnost neovlaštene potrošnje djelovanjem na brojila kao što su:

- djelovanja koja uvjetuju oštećenje plombe isporučitelja ili ovjerne plombe, a obično su usmjerena na priključne stezaljke te okretnu pločicu i brojčanik kod indukcijskih brojila,
- djelovanja kod kojih ne mora doći do oštećenja plombi, kao što su izvođenje indukcijskog brojila izvan okomitog položaja montaže, vanjsko elektromagnetsko djelovanje na indukcijsko brojilo.

### 6.3 Unutrašnji dio priključaka u objektima kupaca

Ovdje je moguća potrošnja električne energije mimo mjernih uređaja. Javlja se prvenstveno kod kupaca kod kojih je mjerni uređaj smještan u objektu, gdje su unutrašnji dio priključka i pripadni osigurači na dohvat ruke. U najvećem broju slučajeva, neovlaštena potrošnja električne energije ostvaruje se izradom odvojka s priključka koji je nedostupan vizualnom pregledu (u zidu, pod žbukom, u zemlji i sl.).

## 7 MJERE ZA SMANJENJE NETEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Zbog velikog broja priključaka i mjernih mjesta kupaca, kvalitetno planiranje kontrolnih pregleda podrazumijeva određivanje prioriteta u njihovoj provedbi. Čimbenici koji određuju prioritete mogu biti:

- vrsta mjernih mjesta:
  - neizravna i poluizravna – manji broj, tehnički složena, velike količine prodane energije,
  - izravna – velik broj, tehnički manje složena, velik postotak smješten u objektima kupaca,
- početno određivanje sumnjivih kupaca prema:
  - prijavama neovlaštene potrošnje,
  - odabiru iz poslovnih aplikacija za prodaju električne energije,
  - povijesnim podacima o problematičnim kupcima,
  - vrstama mjernih uređaja.

points themselves are of simple construction and it is possible to reduce technical shortcomings. On the other side, a great number of metering points are located inside objects owned by the customers, which significantly increases the possibility of unauthorized consumption by tampering with the meter, as follows:

- activity that causes damage to the seal of the supplier or a certified seal, and generally involves the connection terminals, rotating disk and the dial on induction meters, and
- activity that does not necessarily result in damage to the seal, such as placing an induction meter outside the vertical installation position or external electromagnetic activity affecting an induction meter.

### 6.3 Interior parts of the connection points inside customer objects

It is also possible to consume energy while bypassing the metering device. This occurs primarily with customers who have the metering device located within the building, where the interior part of the connection and corresponding fuses are within reach. In the majority of cases, unauthorized consumption of electrical energy occurs by devising a branch from the connection that cannot be detected by visual inspection (in the wall, under plaster, in the ground etc.).

## 7 MEASURES FOR REDUCING NONTECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Due to the large number of connection points and customer metering points, quality planning of control inspection is understood to mean setting priorities for its implementation. The factors that determine these priorities can be as follows:

- types of metering points:
  - indirect and semidirect – small number, technically complex, large quantity of energy sold, and
  - direct – large number, technically less complex, large number located in the buildings of customers, and
- initial determination of suspicious customers according to:
  - reports of unauthorized consumption,
  - information from the business information system database on the sale of electrical energy,
  - historical data on problem customers, and
  - types of metering devices.

### 7.1 Strategija i temeljne aktivnosti ODS-a

U cilju sustavnog pristupa smanjenju netehničkih gubitaka, već dulji niz godina poduzima se niz mjera, uz posebnu pozornost prema interventnoj zamjeni brojila kojima je istekao rok umjeravanja i sprječavanju neovlaštene potrošnje električne energije (NPEE). Dan je naglasak i na uvođenje suvremenih elektroničkih brojila, prvenstveno kod većih kupaca s neizravnim i poluizravnim mjerenjem zbog veće točnosti mjerenja, registriranja krivulje opterećenja, mjerenja u sva četiri kvadranta te uvođenja u sustav daljinskog očitavanja kako bi se stvorila mogućnost pravodobnog reagiranja na pojavu tehničkih kvarova i NPEE.

Radi što učinkovitijeg sprječavanja NPEE, 15. listopada 2004. godine donesen je Pravilnik o sprječavanju NPEE. Osnovano je i Povjerenstvo za NPEE u cilju tumačenja pojedinih otvorenih pitanja i davanja smjernica za postupanje u pojedinim dvojbjenim slučajevima. Kako su neki od većih problema bili nedovoljan broj obučeni utvrditelja i neujednačen pristup postupku utvrđivanja NPEE, Povjerenstvo je izradilo Priručnik za utvrditelje NPEE.

Usporedno s početkom primjene Pravilnika pokrenuta je i akcija "Kuda teče struja" u kojoj se pozivalo građane da prijave uočenu NPEE. Akcija nije imala očekivani odziv u javnosti. Od ukupno 6 000 prijava do sada, čak 3 700 bilo je neutemeljenih (62 %). Zbog tog se razloga veća pozornost usmjerila na pojačane redovne kontrolne preglede.

Od ukupno 120 000 provedenih kontrola, u 7 % slučajeva utvrđena je NPEE. Ukoliko se od tog broja oduzme broj otkrivenih slučajeva samovoljnog isključenja nakon isključenja zbog neplaćanja računa, postotak utvrđenih slučajeva u odnosu na broj kontrola smanjuje se na samo 3 %. Razlog tako niskom postotku je često u problemu pristupa mjernom mjestu, glavnim osiguračima i limitatoru.

U cilju optimiranja i koordinacije svih započetih aktivnosti, te poticanja na dodatne aktivnosti za smanjenje netehničkih gubitaka i NPEE, aktiviran je posebni Tim koji operativno djeluje od 2005. godine, kako bi se gubitke čim prije svelo na zadovoljavajuću razinu.

U skladu s novim Općim uvjetima za opskrbu električnom energijom, revidiran je Pravilnik o sprječavanju NPEE s primjenom od 01.04.2006. godine. Najveće promjene odnose se na vrste NPEE (preprodaja električne energije ne smatra se neovlaštenom potrošnjom; skinuta, odnosno oštećena plomba izdvojena je kao posebna

### 7.1 Strategy and basic activities of the DSO

With the goal of a systematic approach to reducing nontechnical losses, for many years a series of measures have been undertaken, with particular attention to the replacement of meters that have exceeded their working lifespan and the prevention of the unauthorized consumption of electrical energy (UCEE). Emphasis is also placed on the installation of modern electronic meters, primarily for large customers, with indirect and semidirect measurements for greater precision, recording of the load curve, measurements in all four quadrants and the inclusion of a remote reading system in order to facilitate prompt reaction to technical breakdowns and the unauthorized consumption of electrical energy.

On October 15, 2004, Regulations on the Prevention of UCEE were adopted. The Commission for UCEE was established with the goal of interpreting individual open questions and providing guidelines for action in suspicious individual cases. Since major problems included the inadequate number of trained inspectors and the lack of uniformity in the approach to the determination of UCEE, the Commission prepared the Manual for the Determination of UCEE.

When the Regulations were first implemented, a campaign was inaugurated, Where Current Flows, in which citizens were urged to report UCEE. Of the total 6 000 reports up to the present, 3 700 were without basis (62 %). For this reason, greater attention has been directed to improving regular control inspections.

Of a total of 120 000 inspections performed, UCEE was confirmed in 7 % of the cases. If the uncovered cases of deliberate connection after disconnection due to unpaid bills are deducted from this number, the percentage of confirmed cases in comparison to the number of inspections is reduced to only 3 %. The reason for such a low percentage is frequently due to the problem of access to the metering point, main fuses and limiter.

With the goals of optimizing and coordinating all the activities inaugurated and providing incentives for additional activities to reduce nontechnical losses and UCEE, a special team was activated that has been operating since the year 2005 for the purpose of reducing losses to a satisfactory level.

Pursuant to the new General Conditions for the Supply of Electrical Energy, the Regulations for the Prevention of UCEE were revised and have been in force since April 1, 2006. The greatest changes refer to the types of UCEE (resale of electrical energy is not considered unauthorized consumption; removal or damage to the seal is singled out as a

vrsta NPEE) i na način obračuna. Također su u Pravilnik ugrađene izmjene i dopune (povećan je iznos nagrada prijaviteljima, uvedena je kontrola prihvatljivosti zapisnika, detaljnije razrađeni načini postupanja u pojedinim slučajevima,..).

Od svibnja 2006. godine, Tim za smanjenje netehničkih gubitaka i NPEE zadužen je i za dodatne mjere sprječavanja NPEE koje se provode koordiniranim, odnosno zajedničkim djelovanjem kontrolora NPEE iz matičnog i, u pravilu, iz susjednih distribucijskih područja. Cilj dodatnih mjera je osigurati višu razinu učinkovitosti u postupku utvrđivanja te onemogućiti negativan utjecaj na učinkovitost zbog postojanja realnih poznanstava (naročito u manjim sredinama). Primjena tih mjera dovela je do razmjene pozitivnih iskustava kontrolora iz različitih distribucijskih područja. Naime, unatoč istim propisima, postoje objektivne različitosti u organizaciji i načinu rada, te opremljenosti i obučenosti kontrolora. Najveći broj kontrola provodi se kod kupaca s većim snagama trošila (u pravilu termičkih) i sumnjivim slučajevima potrošnje. Tim mjerama obuhvaćene su sve kategorije kupaca na niskom naponu, a oko 10 % kontrola odnosilo se na radnike HEP- a. Od ukupno 1 444 provedene kontrole, NPEE je utvrđena u 93 slučaja (6 %), što ukazuje na opravdanost akcije.

## 7.2 Kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta

### 7.2.1 Neizravna i poluizravna mjerna mjesta

Uz poštivanje svih odredbi Uputa za opremanje i ispitivanje obračunskih mjernih mjesta na niskom i srednjem naponu [17], tijekom kontrole predlaže se provedba i sljedećih aktivnosti:

- proračun mjerne nesigurnosti kompletnog mjernog mjesta (mjerni transformatori, vodovi i brojlara) prema stvarnim primarnim i sekundarnim opterećenjima [18],
- provjera pristupačnosti mjernih vodova cijelom svojom duljinom u svrhu eliminiranja prekidnih mjesta kod naponskih mjernih vodova te mjesta grananja kod strujnih mjernih vodova,
- provjera zaštite plombom isporučitelja primarnih stezaljki primarno preklopivih strujnih transformatora,
- provjera zaštićenosti priključka naponskih mjernih vodova poluizravnog mjernog mjesta od neovlaštenog pristupa.

Česti slučajevi zabilježenih neispravnosti su:

- kvarovi dodatnih mjernih i pomoćnih uređaja priključenih na sekundarne mjerne vodove,

special type of UCEE) and the manner of calculation. Furthermore, there are amendments to the Regulations (the reward to the informant has been increased, control of the acceptability of reports has been introduced, the procedure for behavior in individual situations has been described in detail etc.).

Since May 2006, the Team for the Reduction of Nontechnical Losses and UCEE has also been entrusted with additional measures for preventing UCEE that it implements through coordinated or joint activity with the UCEE inspectors from headquarters and, as a rule, from the neighboring distribution areas. The goal of the additional measures is to assure a greater level of effectiveness in the procedure for determining and preventing a negative impact on effectiveness due to the existence of personal relationships (especially in small milieus). The application of these measures has led to exchanges of positive experiences by controllers from various distribution areas. Despite the same regulations, there are objective differences in the organization and manner of work, the amount of available equipment and the training of the inspectors. The largest number of inspections are conducted on the premises of customers with relatively high power loads (as a rule thermal) and suspicious cases of consumption. Through these measures, all the categories of customers at low voltage are covered, and approximately 10 % of the inspections involve HEP workers. Of a total of 1 444 inspections performed, UCEE has been confirmed in 93 cases (6 %), which demonstrates the justification of this campaign.

## 7.2 Control of connection points and metering points

### 7.2.1 Indirect and semidirect metering points

In addition to obeying all the provisions of the Instructions for the Equipping and Testing of Metering Points on Low and Medium Voltage [17], during inspections the following activities are proposed:

- calculation of the degree of uncertainty of the measurement at a complete metering point (measuring transformers, cables and meters), according to the actual primary and secondary loads [18],
- verification of the accessibility of measuring cables along their entire lengths for the purpose of eliminating disconnected places on voltage measuring cables and places where there are branches in current measuring cables,
- inspection of the protective seal of the supplier of the primary terminals on primary reconnectable current transformers, and
- inspection of the protection of the connection of the voltage measuring cables of a semidirect metering point from unauthorized access.

kao što su pokazni ampermetri i voltmetri te njihove preklopke,

- nezaštićenost mjernih uređaja i opreme plombom isporučitelja, najčešće na vratima i pogonu rastavljača mjerne ćelije,
- stariji štednim način ožičenja sekundarnih mjernih vodova sa zajedničkim povratnim vodovima te prolaznim rednim stezaljkama, gdje se povećava mogućnost kvara ili krivog ožičenja,
- pogrešno određivanje obračunskih konstanti, na primjer prijenosnog omjera preklopivih mjernih transformatora,
- stariji modeli mjernih transformatora s neodgovarajućim prijenosnim omjerima i nazivnim sekundarnim snagama, te dvosustavnim mjerenjem Aronovim spojem.

Ovakvi problemi posebno su izraženi u industrijskim TS starije izvedbe koje su u vlasništvu kupaca.

### 7.2.2 Izravna mjerna mjesta na niskom naponu

Dodatnim mjerenjima i provjerama potrošnji definiraju se sumnjiva mjerna mjesta kako bi se mogle provoditi ciljane kontrole tih mjernih mjesta:

- vremenska usporedba potrošnji, kad se uspoređuju godišnje potrošnje svih kupaca s potrošnjama proteklih obračunskih razdoblja,
- prostorna usporedba potrošnji, kad se uspoređuju mjesečne, odnosno godišnje potrošnje kupaca sa sličnim karakteristikama potrošnje, instaliranim i vršnim snagama,
- usporedna mjerenja u NN izvodima. Postavljanjem mrežnog analizatora na NN izvod s manjim brojem kupaca i sinkroniziranim očitanjem analizatora i brojila na početku i kraju probnog mjernog perioda provjerava se ima li razlike u izmjerenim vrijednostima,
- ugradnja mjernih uređaja u TS SN/NN. Mjerni uređaji za mjerenje ukupne potrošnje ugrađuju se u TS-e u problematičnim ulicama, kvartovima, naseljima, te se uspoređuje očitavanje tih mjernih uređaja sa sumom potrošnji svih kupaca priključenih na TS uvećanom za tehničke gubitke u NN mreži. Poželjno je takvim mjerenjima obuhvatiti što veća područja.

Frequent cases of recorded irregularities are as follows:

- breakdowns of additional and auxiliary devices connected to secondary measuring cables, such as amp meters, voltmeters and their switches,
- lack of protection for measuring devices and equipment with the seal of the supplier, most often on the doors and the disconnectors of the measuring cell,
- old inexpensive wiring of secondary measuring cables and terminals, where there is an increased possibility of a fault or incorrect wiring,
- incorrect determination of the calculation constants, for example the transformation ratio of reconnectable measuring transformers, and
- old models of measuring transformers of improper transformation ratios and nominal secondary power ratings, and two system measurements (Aron circuit).

These problems are particularly marked in older industrial substations that are owned by customers.

### 7.2.2 Direct metering points at low voltage

Through additional measurements and verifications of consumption, suspicious metering points are defined in order to conduct targeted inspections of them:

- temporal comparison of consumption, when comparing the annual consumption of all customers to consumption during the past accounting periods,
- spatial comparison of consumption, when monthly or annual consumption by a customer is compared to similar characteristics of consumption, installed and peak power,
- comparison of measurements on LV feeders, connecting a network analyzer on an LV feeder with a small number of customers and synchronized reading of the analyzer and meter at the beginning and end of the test measuring period to determine whether there are differences in the measured values, and
- installation of metering devices in MV/LV substations. Metering devices for measuring total consumption are installed in substations located in problematic streets, quarters and communities. The readings of these meters are compared to the sum of the consumption by all the customers connected to the substation plus the technical losses in the LV network. It is desirable for such measurements to encompass as large an area as possible.

### 7.3 Korištenje suvremenih mjernih i ispitnih uređaja

U nastavku su opisane karakteristike osnovnih mjernih i ispitnih uređaja koji značajno olakšavaju provedbu kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta, te povećavaju vjerojatnost otkrivanja NPPEE.

#### 7.3.1 Mrežni analizator

Osnovne karakteristike su mogućnost mjerenja djelatne i jalove snage te energije u četiri kvadranta s pohranom zapisa u internu memoriju. Uz primjenu opisanu u prethodnom poglavlju, koristi se i za kontrolu uređaja za mjerenje 15-minutne vršne snage kada se analizatorom snima 15-minutni dijagram djelatne snage sinkronizirano s mjernim periodom uređaja. Uspoređuje se računski određena srednja snaga s pokazivanjem mjernog uređaja.

#### 7.3.2 Vektormetar

Ovim mjernim uređajem se vrlo brzo i pouzdano može provjeriti ispravnost ožičenja sekundarnih mjernih vodova kod neizravnih i poluizravnih mjernih mjesta. U izvješću sa mjerenja tablično su prikazane vrijednosti faznih i linijskih napona, struja, faznih pomaka te snaga po fazi (sistemu). Posebno su prikazane sumarne vrijednosti trofaznih snaga, srednjeg faktora snage te smjera okretnog polja (PS 123). Također je prikazan i vektorski dijagram napona i struja, čijom se analizom može potvrditi ispravnost sekundarnog ožičenja. Na slici 6 prikazan je primjer izvješća sa kontrole trosustavnog poluizravnog mjerenja. Kod izraženijih strujnih nesimetrija obvezno treba provjeriti i usporediti struje na početku i kraju mjernih vodova kako bi se eliminirala mogućnost premoštenja ili grananja odlaznog i povratnog strujnog mjernog voda prije brojila.

### 7.3 Using modern measuring and testing equipment

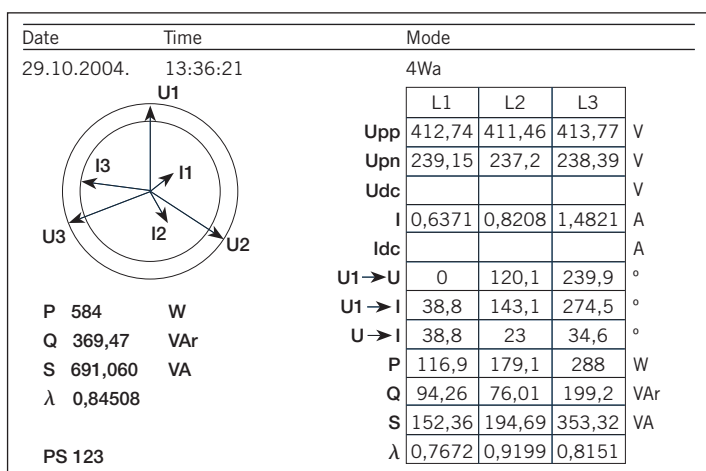
A description is provided of the characteristics of the basic measuring and testing devices that significantly facilitate the inspection of connection points and metering points, and increase the likelihood of uncovering UCEE.

#### 7.3.1 Network analyzer

The basic characteristics are the possibility for measuring active and reactive power and energy in four quadrants, with data storage in an internal memory. Together with the application described in the previous chapter, it is used for the inspection of equipment for measuring 15-minute peak power when the analyzer is used to record a 15-minute diagram of the active power synchronized with the measurement period of the device. The mean power determined by calculation is compared to the reading of the metering device.

#### 7.3.2 Vector meter

With this measuring device, it is possible to determine the correctness of the wiring of secondary measuring cables very quickly and reliably at indirect and semidirect metering points. In the test report, there is a tabular presentation of the values of phase and line voltages, currents, phase angles and the power of each phase (system). Summary values are separately presented for three-phase power, the mean power factor and the direction of the rotating field (PS 123). There is also a presentation of the voltage and current vector diagrams, which can be analyzed in order to confirm the correctness of the secondary wiring. In Figure 6 is an example of a report from an inspection of a three system semidirect measurement. In the event of marked current asymmetry, it is necessary to check and compare the current at the beginning and end of the measuring cables in order to eliminate the possibility of the bypassing or branching of the outgoing and return current measuring cable before the meter.



Slika 6

Primjer izvješća sa kontrole trosustavnog poluizravnog mjerenja  
Figure 6

A sample test report from three system semidirect measurement

### 7.3.3 Reflektometar s vremenskom bazom (*Time Domain Reflectometer – TDR*)

TDR je mjerni uređaj konstruiran za ispitivanje kabela, traženje pogrešaka na kabelskim instalacijama i mjerenje dužine kabela. Uređaj priključen na jedan kraj kabela, između dva vodiča, emitira kratkotrajni impuls koji putuje uzduž vodiča te će na mjestu oštećenja, drugog kraja kabela ili bilo koje druge promjene geometrije vodiča, zbog nagle promjene impedancije doći do stvaranja dva nova vala od kojih je jedan prolazni, a jedan se jače ili slabije reflektira i vraća prema mjernom uređaju. Na osnovi vremena mjerenog od polaska impulsa s mjernog mjesta do povratka reflektiranog impulsa određuje se udaljenost do mjesta promjene impedancije, odnosno oštećenja, dok se na osnovi valnog oblika reflektiranog impulsa zaključuje o razlogu promjene impedancije (kraj, vrsta oštećenja, ilegalni odvojak). Priključenjem TDR-a na ispitivani unutrašnji dio priključka te snimanjem i analizom slike svih reflektiranih odziva prema propisanoj rutini može se zaključiti o postojanju ilegalnog odvojka i njegovoj lokaciji duž priključka. Primjer otkrivenog ilegalnog odvojka s unutrašnjeg dijela priključka prikazan je na slici 7.

### 7.3.3 Time Domain Reflectometer – TDR

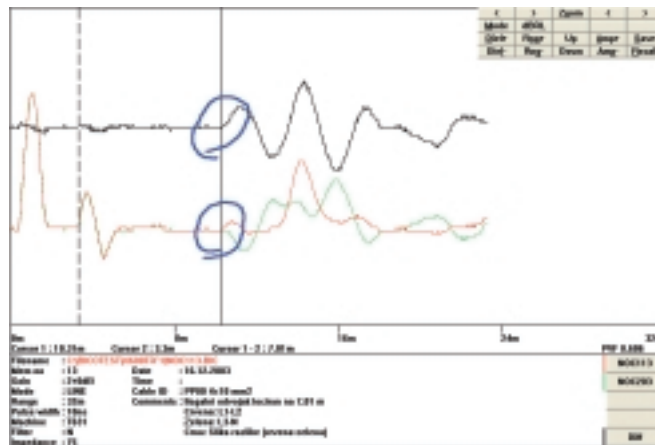
A TDR is a measurement device constructed for the testing of cables, finding faults in cable installations and measuring cable length. The device is connected to one end of the cable, between two conductors, emits a short impulse that travels along the conductor to a place where damage has occurred, the other end of the cable or any other change in the geometry of the conductor. Sudden changes in impedance will result in the creation of two new waves, of which one is not reflected and the other is strongly or weakly reflected and returns toward the measuring device. On the basis of the time measured from the departure of the impulse from the metering point to the return of the reflected impulse, the distance to the place of altered impedance is determined, i.e. damage. On the basis of the wave shape of the reflected impulse, a conclusion is reached regarding the reason for the change in impedance (end, type of damage, illegal branch). By connecting the TDR to the internal part of the connection being tested and recording and analyzing the images of all the reflected responses according to the stipulated routine, it is possible to reach a conclusion concerning the existence of an illegal branch and its location along the connection. An example of a detected illegal branch from the internal part of a connection is shown in Figure 7.

**Slika 7**

Primjer otkrivenog ilegalnog odvojka sa unutrašnjeg dijela priključka

Figure 7

Sample of a detected illegal branch from the internal part of the connection



### 7.3.4 Lokator trase (*Wire Tracer*)

Ovaj uređaj, kao i TDR pomaže u kontroli vizualno nedostupnih dijelova unutrašnjih priključaka. Sastoji se iz dva osnovna dijela: odašiljač koji generira specifičan visokofrekventni signal u vodičima ispitivanog priključka i prijamnik koji detektira elektromagnetsko polje nastalo tim signalom oko vodiča duž trase priključka, uz svjetlosni i zvučni signal ovisan o jačini polja.

### 7.3.4 Wire tracer

This device, like the TDR, facilitates the inspection of visually inaccessible parts of internal connection points. It consists of two basic parts: a transmitter that generates a specific high frequency signal in the conductors of a tested connection and a receiver that detects the electromagnetic field created by this signal around the conductor along the connection route, with a light and audio signal, depending on the strength of the field.

TDR i lokator trase na dva potpuno različita i neovisna načina dovode do istog rezultata: TDR reflektometrijskim snimanjem svih promjena na unutrašnjem dijelu priključka uz lociranje sumnjivih mjesta temeljem izmjerene udaljenosti od uređaja, dok lokator trase detekcijom elektromagnetskog polja oko vodiča priključka i eventualnih odvojaka prostorno locira mjesto odvojka. Stoga se najbolji rezultati mogu očekivati kombiniranjem tih dviju metoda, kada se jednim uređajem dodatno potvrđuju rezultati drugog.

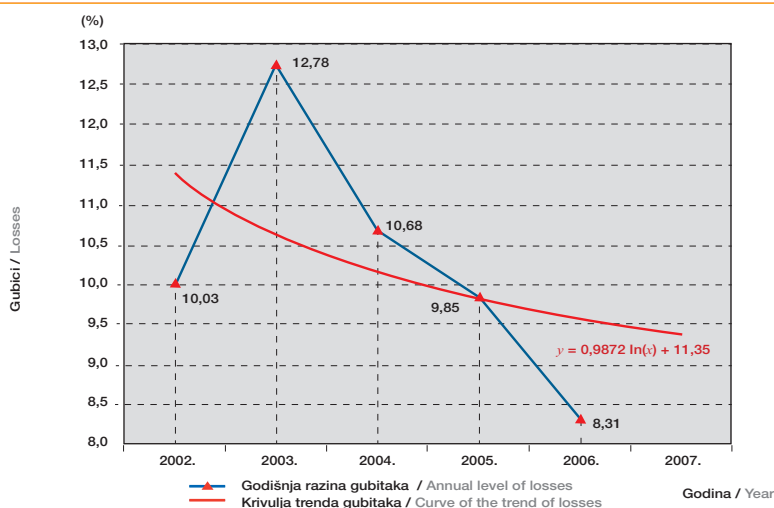
#### 7.4 Rekapitulacija mjera za smanjenje netehničkih gubitaka

Zahvaljujući sustavnom poduzimanju aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka te pojačanim ulaganjem u razvoj mreže, evidentan je pozitivan trend, odnosno pad ukupnih gubitaka kako je prikazano na slici 8. Prikazana krivulja trenda kretanja ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži (logaritamska regresija) eliminira utjecaje na utvrđivanje iznosa ukupnih godišnjih gubitaka opisane u poglavlju 3.2. Gubici u 2006. godini su manji od planiranih zbog mogućeg utjecaja nadprosječno tople zime, promjene dinamike očitavanja kupaca kategorije kućanstvo i postupnog uvođenja novog sustava obračuna potrošnje električne energije. Upravo će implementacija jedinstvene aplikacije za obračun potrošnje električne energije u svim distribucijskim područjima, kao i obveza uspostave sustava za prikupljanje, obradu i pohranu mjernih podataka te obveza šestomjesečnog očitavanja za kupce kategorije kućanstvo povećati točnost određivanja godišnjih razina gubitaka.

The TDR and wire tracer in two completely different and independent ways lead to the same result: the TDR with a reflectometric recording of all the changes in the internal part of the connection, locating suspicious places based on the measured distance from the device, while the wire tracer, through the detection of the electromagnetic field around the connection conductor and eventual branches, determines the location of the branches. Therefore, the best results can be anticipated with a combination of these two methods, when one device additionally confirms the results of the other.

#### 7.4 Recapitulation of measures for reducing nontechnical losses

Owing to systematic undertakings for reducing nontechnical losses and increasing investment in the development of the network, a positive trend has been recorded, i.e. a decrease in the total losses as presented in Figure 8. The presented curve of the trend of the total losses in the distribution network (logarithmic regression) eliminates the effect upon the amount of the total annual losses described in Chapter 3.2. Losses in the year 2006 were lower than planned due to the possible influence of an unusually warm winter, changes in the dynamics of reading the meters of customers in the household category, and the gradual introduction of a new system for calculating the consumption of electrical energy. It is precisely the implementation of uniform applications for the calculation of the consumption of electrical energy in all the distribution areas, as well as the obligation to establish a system for the collection, processing and storage of measured data and mandatory of six-month readings for customers in the household category that will increase the precision of the determination of the annual level of losses.



**Slika 8**  
Trend kretanja ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži od 2002. do 2006. godine  
**Figure 8**  
The trend of the total losses in the distribution network from 2002 to 2006



U idućem razdoblju nužno je bitno veću pozornost posvetiti utvrđivanju stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Novim Općim uvjetima za opskrbu električnom energijom koji su u primjeni od travnja 2006. godine, propisana je obveza opremanja obračunskih mjernih mjesta koja ne zadovoljavaju uvjete propisane u Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava u roku od pet (tri) godina te uređenje priključaka koji ne zadovoljavaju tehničke uvjete u roku od 10 godina. Za provedbu tih obveza nužna su značajna ulaganja.

## 8 ZAKLJUČAK

Ukupni gubici u distribucijskoj mreži od 1998. godine bilježe trend smanjenja. Rezultat je to u većoj mjeri kontinuirane i sustavne provedbe aktivnosti na smanjenju prvenstveno netehničkih gubitaka, a potom i povećanog ulaganja u razvoj mreže što je rezultiralo smanjenjem tehničkih gubitaka. Uzevši u obzir da je povećanje potrošnje električne energije u tom razdoblju iznosilo oko 30 %, rezultat još više dobiva na težini. Sadašnji procijenjeni iznos ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži temeljen na krivulji trenda na razini je oko 10 % od ulazne energije, s tehničkim gubicima od 6 % do 7 % i netehničkim od 3 % do 4 %.

Brojčani pokazatelji ukazuju da prostora za daljnje smanjenje itekako ima. U prvom planu je nastavak započetih i uvođenje novih aktivnosti na daljnjem smanjenju netehničkih gubitaka. Što se tiče iznosa tehničkih gubitaka, potrebno je intenzivirati provedbu mjera za njihovo učinkovito smanjenje, pogotovo ako se zna da za smanjenje na razinu od 5 do 6 % ne bi trebalo izdvojiti više od 400 milijuna kuna.

S obzirom da trošak pokriva gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži u iznosu od cca 400 milijuna kuna ima značajan udio u ukupnim troškovima poslovanja ODS-a (2006. godina), odnosno u naknadi za korištenje mreže (cca 15 %), pitanje gubitaka je važno poslovno pitanje te predmet regulacije. Osim toga, za pokriće tehničkih gubitaka potrebno je osigurati nadomjesni proizvodni kapacitet snage 250–300 MW. To znači da smanjenje tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži za 1 % od ulazne energije oslobađa oko 40 MW proizvodnih kapaciteta u elektroenergetskom sustavu.

Ukupni gubici u elektroenergetskom sustavu Hrvatske su na razini od 13 %. Njihov povećan iznos u odnosu na zapadnoeuropske države rezultat je sljedećih čimbenika:

In the next period, it will be necessary to devote greater attention to determining the state of the connection points and metering points. According to the new General Conditions for the Supply of Electrical Energy that have been in force since April 2006, the obligation is stipulated for equipping metering points that do not meet the conditions stipulated in the Network Regulations of the Electrical Energy System within a period of five (three) years and upgrading the connection points that do not meet the technical requirements within a period of 10 years. Significant investments will be needed for the implementation of these obligations.

## 8 CONCLUSION

Total losses in the distribution network since 1998 have shown a declining trend. This is the result, to a great extent, of the coordination and systematic implementation of activities, primarily for the reduction of nontechnical losses and also increased investment in the development of the network, which has resulted in a reduction of technical losses. Taking into account that the increased consumption of energy during this period amounted to approximately 30 %, such a result acquires additional weight. The current estimated total losses in the distribution network are based upon the curve of the trend at a level of approximately 10 % of the energy input, with technical losses of 6 % to 7 % and nontechnical losses of 3 % to 4 %.

Numerous indices show that there is certainly room for continued reduction. Of first priority is the continuation of the new activities begun for the further reduction of nontechnical losses. Regarding the amount of technical losses, there should be intensified implementation of the measures for their effective reduction, especially if it is known that it would not be necessary to allocate more than 400 million kunas in order to reduce them to a level of 5 % to 6 %.

Since the cost of covering losses of electrical energy in the distribution network in the amount of approximately 400 million kunas is a significant share of the total operating expenses of the DSO (2006), i.e. within compensation for the use of the network (approximately 15 %), the question of losses is an important operational question and a subject for regulation. Moreover, for the coverage of technical losses, it is necessary to secure an equivalent production capacity of 250 MW to 300 MW. This means that the reduction of technical losses in the distribution network by 1 % of the input energy frees approximately 40 MW of production capacity in the electrical energy system.

The total losses in the electrical energy system in Croatia are at the level of 13 %. This high percentage in comparison to Western European countries is the result of the following factors:

- nepovoljna struktura potrošnje sa smanjenim udjelom industrijske potrošnje i 70 postotnom potrošnjom na najnižoj naponskoj razini. Rezultat je povećanje gubitaka za dva postotna boda u odnosu na strukturu potrošnje zapadnoeuropskih država,
- nedovoljno ulaganje u razvoj distribucijske mreže zbog značajnih ulaganja u obnovu ratom uništenih dijelova mreže. Da su se ta sredstva mogla uložiti u provedbu mjera za učinkovito smanjenje tehničkih gubitaka, njihova današnja razina u distribucijskoj mreži kretala bi se od 4 % do 5 %,
- značajan iznos netehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži generiran je, kako ratnim i poslijeratnim demografskim i socijalnim problemima, tako i nedovoljnim ulaganjem u modernizaciju mjernih mjesta prodaje električne energije i uređenje priključaka.

Uvažavajući utjecaje tih čimbenika koji su najvećim dijelom posljedica nepovoljnih vanjskih okolnosti na razvoj hrvatskog elektroenergetskog sustava, gubici bi bili gotovo na razini prosjeka u zapadnoeuropskim državama.

Were it not for the impact of these factors, which for the most part are the consequences of unfavorable external circumstances on the development of the Croatian electrical energy system, the losses would be at nearly the average level for Western European Countries.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] HEP d.d., Godišnja izvješća 2005., 2004., 2003.
- [2] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva Vlade Republike Hrvatske, Energija u Hrvatskoj 2005. – Godišnji energetske pregled, EIHP, Zagreb, 2006.
- [3] HEP ODS d.o.o., Godišnje izvješće 2005.
- [4] European Copper Institute, The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers, Leonardo energy, 2005
- [5] Office of Gas and Electricity Markets, Electricity Distribution Losses – a Consultation Document, 2003
- [6] EURELECTRIC, The Operating Environment for Distribution Companies, Working group distribution issues, 2005.
- [7] Ministrstvo za gospodarstvo, Republika Slovenija, Energetska bilanca Republike Slovenije za leto 2006.
- [8] ELES d.o.o., Nacrta razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do 2014, Ljubljana, 2004.
- [9] CENTREL, Annual report 2005
- [10] Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije Bosne i Hercegovine, Energetski bilans 2005.
- [11] Regulatorna agencija za energetiku Crne gore, Godišnji izvještaj za 2005. godinu
- [12] Ministarstvo rudarstva i energetike Republike Srbije, Elektroenergetski bilans u Srbiji (bez KiM), 2006.
- [13] KAMBERI, Z., Energy Sector Reform – the Case of Albania, ACIT/ICS, 2004
- [14] Eurostat, Gas and Electricity Market Statistics – Data 1990–2006, European communities, 2006
- [15] HEP Distribucija d.o.o., Studija: Analiza vlastite potrošnje električne energije u elektroenergetskim objektima i poslovnim zgradama HEP Distribucije d.o.o., Vega d.o.o., Zagreb, 2005.
- [16] TRUPINIĆ, K., Mjere za smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži, Magistarski rad, Zagreb, 2005.
- [17] HEP d.d., Upute za opremanje i ispitivanje obračunskih mjernih mjesta na niskom i srednjem naponu, Bilten 73, 1998.
- [18] HEP d.d., Sektor za razvoj, Studija: Eksperimentalno istraživanje, lokalizacija nekih netehničkih gubitaka električne energije i utvrđivanje njihovih uzroka u specifičnim točkama distribucijske mreže, Končar – Institut za elektrotehniku, Zagreb, 2006.

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2007-03-01

Manuscript received on:  
2007-03-01

Prihvaćeno:  
2007-03-20

Accepted on:  
2007-03-20