

Na podlagi četrtega odstavka 74. člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 17/14 in 81/15) Agencija za energijo izdaja

## **Akt o določitvi metodologije za določanje cen sistemskih storitev**

### **I. SPLOŠNE DOLOČBE**

#### **1. člen (vsebina in namen)**

(1) Ta akt določa metodologijo za določanje cen posameznih sistemskih storitev, ki jih sistemski operater potrebuje za zagotavljanje zanesljive oskrbe z električno energijo in ki jih lahko zagotavljajo uporabniki sistema znotraj regulacijskega območja prenosnega sistema Republike Slovenije.

(2) S to metodologijo se določajo elementi za določitev cene izvajanja sekundarne regulacije, terciarne regulacije, zagona agregata brez omrežnega napajanja ter regulacije napetosti, kadar sistemskemu operaterju na trgu ne uspe zagotoviti zadostnih sistemskih storitev ali če jih ne uspe nabaviti pod konkurenčnimi pogoji. V tem primeru agencija na zahtevo sistema operaterja brez poseganja v sklenjene pogodbe o dobavi z odločbo naloži enemu ali več proizvajalcem ali odjemalcem elektrike, ki lahko glede na tehnična in ekonomska merila pod najugodnejšimi pogoji ponudijo ustrezne količine sistemskih storitev, naj nemudoma sklenejo pogodbo za zagotavljanje sistemskih storitev s sistemskim operaterjem.

(3) Določitev cen posameznih sistemskih storitev temelji na mejnih stroških primerljivega ponudnika, ki na najbolj učinkovit način izvaja določene sistemske storitve. V mejne stroške so vključeni stroški na področju letnih stalnih stroškov, ki so posledica investicijskih stroškov, delov stroškov obratovanja in vzdrževanja. Metodologija izhaja iz stroškov zagotavljanja sistemskih storitev za posamezne vrste proizvodnih enot, primerno stopnjo donosnosti naložbe glede na vložena sredstva ter s tem povezana tveganja. Parametri za določitev cen posameznih sistemskih storitev so določeni v Prilogi, ki je sestavni del tega akta.

(4) Akt določa tudi način določanja cen z upoštevanjem cen primerljivih sistemskih storitev, ki so na voljo pri sistemskih operaterjih v regiji.

(5) Cena sistemske storitve se določi za posamezno proizvodno enoto glede na njeno možnost nastopanja na trgu sistemskih storitev in njeno skupno razpoložljivost.

#### **2. člen (postopek za določitev cen sistemskih storitev)**

(1) Agencija na podlagi te metodologije določi cene sistemskih storitev z upravno odločbo, s katero ugodi zahtevi sistema operaterja za naložitev ukrepa iz prvega odstavka 74. člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 17/14 in 81/15; v nadaljevanju: EZ-1).

(2) V zahtevi mora sistemski operater:

- navesti okoliščine, iz katerih izhaja, da mu na trgu ni uspelo zagotoviti zadostnih sistemskih storitev ali da mu jih ni uspelo nabaviti pod konkurenčnimi pogoji glede na kriterije iz drugega odstavka 74. člena EZ-1;

- navesti podatke o uporabnikih sistema in njihovih proizvodnih enotah, ki lahko zagotovijo sistemsko storitev;

- opredeliti za vsako proizvodno enoto posebej vrsto, količino in potrebno trajanje posamezne sistemske storitve, ki je predmet zahtevka;

- navesti okoliščine, iz katerih izhaja, da so v zahtevku navedeni uporabniki sistema najbolj primerni za zagotavljanje sistemskih storitev glede na merila iz tega akta.

(3) Uporabniki sistema so agenciji na njeno zahtevo dolžni posredovati podatke in listine, ki so potrebne za ugotovitev v zahtevi sistemskega operaterja zatrjevanih dejstev.

## **II. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV ZAGOTAVLJANJA SEKUNDARNE REGULACIJE**

### **1. Splošne določbe**

#### **3. člen**

#### **(opredelitev stroškov in cene za zagotavljanje sekundarne regulacije)**

(1) Za zagotavljanje sekundarne regulacije se zaradi tehnološke ustreznosti prilagajanja proizvodnje uporabljajo:

- srednjetačne (HEs) in nizkotlačne hidroelektrarne (HEN);
- plinsko-parne elektrarne na zemeljski plin (PPE);
- parne elektrarne na premog (PE).

(2) Za posamezno proizvodno tehnologijo iz prejšnjega odstavka se stroški določajo glede na:

- letne stalne stroške, ki so posledica investicijskih stroškov ( $LIS_{PE}$ ,  $LIS_{PPE}$ ,  $LIS_{HEN}$ ,  $LIS_{HEs}$ );
- delež stroškov obratovanja in
- delež stroškov vzdrževanja.

(3) Letna cena za izvajanje sekundarne regulacije ( $K_{SR}$ ) se določi kot zbir posameznih stroškov za posamezno proizvodno tehnologijo, ki se določi za zagotavljanje sekundarne regulacije:

$$K_{SR} = LIS_{T_{SRR}} + S_{SRO_T} + S_{vzd_T}$$

kjer oznake pomenijo:

$LIS_{T_{SRR}}$	letni stalni strošek tehnologije, ki zagotavlja sekundarno regulacijo;
$S_{SRO_T}$	delež stroška obratovanja proizvodne tehnologije za zagotavljanje sekundarne regulacije;
$S_{vzd_T}$	delež stroška vzdrževanja proizvodne tehnologije za zagotavljanje sekundarne regulacije;

*Indeks T* označuje posamezno proizvodno tehnologijo, ki je v primeru sistemske storitve zagotavljanja terciarne regulacije lahko plinska turbina ali črpalna elektrarna.

(4) Cena zagotavljanja sekundarne regulacije ( $K_{SR}$ ) je izražena v EUR/leto in se v primeru obdobja obveznega izvajanja, ki je drugačno od leta, določi sorazmerno.

## **2. Stalni strošek premogovno-parnih elektrarn, plinsko-parnih elektrarn in hidroelektrarn**

### **4. člen**

#### **(letni stalni strošek za kritje investicijskih stroškov posamezne proizvodne tehnologije)**

(1) Letni stalni strošek za izvajanje sekundarne regulacije posamezne proizvodne enote nastane kot posledica zakupa moči ter predstavlja pokritje dela celotnih investicijskih stroškov posamezne proizvodne enote, bodisi premogovne ali plinsko-parne ali hidroelektrarne. Celotni stroški so letno razmejeni, upoštevan je donos na sredstva ter upošteva se delež, ki ga obsega sekundarna regulacijska rezerva glede na celotno električno moč proizvodne enote.

(2) Skupni investicijski stroški posamezne proizvodne tehnologije ( $IS_T$ ) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta. Strošek proizvodne tehnologije (HE, TE, PPE) obsega predvidoma vse komponente (TPC - angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene proizvodne tehnologije na trgu in lokalno pogojenih specifičnih stroškov zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

(3) Letni investicijski strošek ( $LIS_T$ ) proizvodne tehnologije se določi:

$$LIS_T = IS_T \cdot \frac{1}{\left[ \frac{1}{DS} \left( 1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right) \right]}$$

kjer oznake pomenijo:

$IS_T$  investicijski strošek posamezne proizvodne tehnologije, s katero se zagotavlja sekundarna regulacija;  
 $DS$  diskontna stopnja;  
 $L_T$  ekonomska življenjska doba posamezne proizvodne tehnologije T.

(4) Pri ugotavljanju celotnega letnega stroška investicije za namene zagotavljanja sekundarne regulacije se upošteva le del, ki je v neposredni povezavi z zagotavljanjem moči sekundarne regulacije posamezne proizvodne tehnologije in je določen kot ( $d_{SRR_T}$ ), po enačbi:

$$d_{SRR\_T} = \frac{P_{SRR\_T}}{P_{inst\_T}}$$

kjer oznake pomenijo:

$P_{SRR\_T}$  le pozitivni del moči regulacijskega obsega – moč za sekundarno regulacijsko rezervo, ki jo zagotavlja proizvodna enota T;  
 $P_{inst\_T}$  inštalirana električna moč proizvodne enote T.

(5) Letni strošek za zagotavljanje moči za sekundarno regulacijo ( $LIS_{T\_SRR}$ ) iz katere koli proizvodne tehnologije (HE, PPE ali premogovne-parne elektrarne) z upoštevanjem enačbe iz prejšnjega odstavka znaša:

$$LIS_{T\_SRR} = LIS_T \cdot d_{SRR\_T}$$

kjer oznake pomenijo:

$d_{SRR\_T}$  del letnega stroška investicije za namene zagotavljanja sekundarne regulacije;  
 $LIS_T$  letni investicijski strošek proizvodne tehnologije.

### 3. Stroški obratovanja in vzdrževanja

#### 5. člen

#### (stroški obratovanja parne termoelektrarne na premogov prah)

(1) Variabilni stroški premogovne proizvodne enote so zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji višji, kot če bi obratovala pri konstantni obremenitvi, in so odvisni od izkoristka kotla. Sodelovanje pri sekundarni regulaciji povzroča višjo porabo primarnega vira in posledično višje emisije CO<sub>2</sub>.

(2) Za izračun stroška za izvajanje sekundarne regulacije na premogovnem bloku se upoštevajo izračuni za oba ločena primera, s in brez sekundarne regulacije. Končni izračun stroška obratovanja se izvede na različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije.

(3) Zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji se upošteva spremenjeni termični izkoristek oziroma povečana specifična poraba toplote ( $q_{sp\_i}$ ) za enako količino proizvedene električne energije na pragu objekta  $P_{e\_i}$  – v vsaki točki obremenitve (i) elektrarne in je določen v Prilogi 1 in se izračuna na naslednji način:

$$q_{sp\_SRO\_i} > q_{sp\_i}$$

$$q_{sp\_SRO\_i} = \frac{VTM_{t\_SRO\_i}}{P_{e\_i}}$$

in

$$q_{sp,i} = \frac{VTM_{t,i}}{P_{e,i}}$$

kjer oznake pomenijo:

$q_{sp\_SRO\_i}$	termični izkoristek elektrarne ob izvajanju sekundarne regulacije;
$q_{sp\_i}$	termični izkoristek elektrarne brez izvajanja sekundarne regulacije;
$VTM_{t\_SRO\_i}$	vhodna toplotna moč v parno turbino ob delovanju v sekundarni regulaciji (SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{t\_i}$	vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$P_{e,i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi $i$ .

(4) Proizvedena električna energija  $W_{e,i}$  (v GWh) v času obremenitve  $T_i$  znaša:

$$W_{e,i} = P_{e,i} \cdot T_i$$

oziroma na letnem nivoju:

$$W_L = \sum_{i=1}^n W_{e,i}$$

kjer oznake pomenijo:

$W_L$	letna količina proizvedene električne energije v obdobju izvajanja sekundarne regulacije;
$P_{e,i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi $i$ ;
$n$	število obremenitvenih stopnic, ki ga določa Tabela 1 Priloge tega akta;
$T_i$	čas obremenitve.

(5) Delovanje elektrarne v regulaciji vpliva tudi na izkoristek kotla, ki je zaradi izvajanja regulacije nižji. Odvisnost izkoristka kotla od izvajanja regulacije določa Tabela 2 Priloge 1. Potrebna vhodna toplotna moč goriva  $VTM_{goriva,i}$  (MJ/s) se določi glede na to, ali je elektrarna v sekundarni regulaciji ali ne. Tako pri obremenitvi  $i$  v primeru izvajanja sekundarne regulacije vhodna toplotna moč znaša:

$$VTM_{goriva\_SRO,i} = \frac{VTM_{t,i}}{\eta_{k\_SRO,i}}$$

kjer oznake pomenijo:

$VTM_{goriva\_SRO,i}$	vhodna toplotna moč goriva ob delovanju v sekundarni regulaciji (SRO) in ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{t,i}$	vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$\eta_{k\_SRO,i}$	izkoristek obratovanja kotla in sodelovanja elektrarne v sekundarni regulaciji, ki ga določa Tabela 2 Priloge tega akta;

oziroma vhodna toplotna moč goriva v primeru brez regulacije:

$$VTM_{\text{goriva}_i} = \frac{VTM_{t_i}}{\eta_{k_i}}$$

kjer oznake pomenijo:

$VTM_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna moč goriva v primeru brez sekundarne regulacije in ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{t_i}$	vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$\eta_{k_i}$	izkoristek obratovanja kotla, ki ga določa Tabela 2 Priloge tega akta;

(6) Izračuni stroška za izvajanje sekundarne regulacije na premogovnem bloku se izvedejo za oba ločena primera, s in brez sekundarne regulacije, in ob upoštevanju različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije.

Potrebna vhodna toplotna energija iz goriva v času  $T_i$  je določena:

$$VTE_{\text{goriva}_i} = VTM_{\text{goriva}_i} \cdot T_i$$

kjer oznake pomenijo:

$VTE_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna energija ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna moč goriva v primeru brez sekundarne regulacije in ob obremenitvi $i$ ;
$T_i$	čas obremenitve $i$ .

pri čemer je potrebna količina premoga pri obremenitvi  $i$  ob upoštevanju spodnje kurilnosti  $H_i$  goriva določena po enačbi:

$$K_{\text{goriva}_i} = \frac{VTE_{\text{goriva}_i}}{H_i}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}_i}$	količina goriva ob obremenitvi $i$ (kg);
$VTE_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna energija ob obremenitvi $i$ ;
$H_i$	kurilna vrednost goriva (MJ/kg).

Porabljeno gorivo za letno delovanje elektrarne skupaj znaša:

$$K_{\text{goriva}} = \sum K_{\text{goriva}_i}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}}$  letna količina goriva (kg);  
 $K_{\text{goriva}_i}$  količina goriva ob obremenitvi  $i$  (kg).

Tako je letni strošek za gorivo:

$$S_{\text{goriva}} = VTE_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{goriva}}$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{\text{goriva}}$  letna strošek goriva (EUR);  
 $VTE_{\text{goriva}_i}$  vhodna toplotna energija ob obremenitvi  $i$ ;  
 $c_{\text{goriva}}$  specifični strošek premoga na vneseni GJ energije, določen v prilogi tega akta.

(7) Zaradi različnih količin goriva so različne tudi letne emisije odpadnih plinov. Posledično tako količina emitiranega CO<sub>2</sub> znaša:

$$K_{\text{CO}_2} = K_{\text{goriva}} \cdot EF_i$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}}$  letna količina goriva (kg);  
 $EF_i$  emisijski faktor goriva;

pri čemer je  $EF_i$  emisijski faktor, ki je specifičen za vrsto goriva. Posledično je strošek za CO<sub>2</sub> enak:

$$S_{\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2}$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{\text{CO}_2}$  strošek emisijskih kuponov (EUR);  
 $K_{\text{CO}_2}$  emisije CO<sub>2</sub> (t);  
 $c_{\text{CO}_2}$  cena emisijskih kuponov (EUR/t CO<sub>2</sub>), določena v Prilogi tega akta.

Izračuni se izvedejo za primera, ko objekt deluje v sekundarni regulaciji in ko ne deluje. Dobljeni rezultat podaja:

- povečan obseg porabe goriva v analizirani periodi oziroma kot povečan strošek zanj;
- povečan obseg emisij odpadnih plinov, to je CO<sub>2</sub>, in stroškov zanj.

(8) Strošek za izvajanje sekundarne regulacije  $s_{\text{SRO}}$  je sestavljen iz naslednjih razlik komponent stroškov za gorivo in stroškov za emisijske kupone:

$$\Delta S_{\text{goriva}} = S_{\text{goriva\_SRO}} - S_{\text{goriva}}$$

$$\Delta s_{\text{CO}_2} = s_{\text{CO}_2_{\text{SRO}}} - s_{\text{CO}_2}$$

$$s_{\text{SRO}} = \Delta s_{\text{CO}_2} + \Delta s_{\text{goriva}}$$

kjer oznake pomenijo:

$s_{\text{goriva}}$	letni strošek goriva (EUR);
$s_{\text{goriva}_{\text{SRO}}}$	letni strošek goriva ob izvajanju sekundarne regulacije (EUR);
$c_{\text{CO}_2}$	cena emisijskih kuponov (EUR/t CO <sub>2</sub> );
$c_{\text{CO}_2_{\text{SRO}}}$	cena emisijskih kuponov ob izvajanju sekundarne regulacije (EUR/t CO <sub>2</sub> ).

(9) Izračuni variabilnega dela stroškov za izvajanje sekundarne regulacije veljajo za elektrarno v obratovanju, za obdobje, ki je krajše od enega leta zaradi načrtovane, nenačrtovane ali tržne nerazpoložljivosti. Zato je treba zgornje izračune urno povprečiti in nato prenesti na letni nivo.

## 6. člen

### (stroški obratovanja plinsko-parne termoelektrarne na zemeljski plin)

(1) Zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji se upošteva spremenjeni termični izkoristek oziroma se upošteva povečana specifična poraba toplote  $q_{\text{sp}_i}$  za enako količino proizvedene električne energije na pragu objekta  $P_{e_i}$  – v vsaki točki ( $i$ ) obremenitve elektrarne in se določi po Prilogi 1, in sicer:

$$q_{\text{sp}_{\text{SRO}_i}} > q_{\text{sp}_i}$$

$$q_{\text{sp}_{\text{SRO}_i}} = \frac{VTM_{t_{\text{SRO}_i}}}{P_{e_i}}$$

in

$$q_{\text{sp}_i} = \frac{VTM_{t_i}}{P_{e_i}}$$

kjer oznake pomenijo:

$q_{\text{sp}_{\text{SRO}_i}}$	termični izkoristek elektrarne ob izvajanju sekundarne regulacije;
$q_{\text{sp}_i}$	termični izkoristek elektrarne brez izvajanja sekundarne regulacije;
$VTM_{t_{\text{SRO}_i}}$	vhodna toplotna moč v parno turbino ob delovanju v sekundarni regulaciji (SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{t_i}$	vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$P_{e_i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi $i$ .

(2) Proizvedena električna energija (GWh) v času obremenitve  $T_i$  znaša:



$$W_{e,i} = P_{e,i} \cdot T_i$$

oziroma na letnem nivoju:

$$W_L = \sum_{i=1}^n W_{e,i}$$

kjer oznake pomenijo:

$W_L$	letna količina proizvedene električne energije v obdobju izvajanja sekundarne regulacije;
$P_{e,i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi $i$ ;
$n$	število obremenitvenih stopnic, ki ga določa Tabela 3 Priloge tega akta;
$T_i$	čas obremenitve.

(3) Delovanje elektrarne v regulaciji vpliva tudi na izkoristek kotla, ki je zaradi izvajanja regulacije nižji. Odvisnost izkoristka kotla od izvajanja regulacije določa Tabela 4 Priloge 1. Potrebna vhodna toplotna moč goriva  $VTM_{goriva,i}$  (MJ/s) se določi glede na to, ali je elektrarna v sekundarni regulaciji ali ne. Tako pri obremenitvi  $i$  v primeru izvajanja sekundarne regulacije vhodna toplotna moč znaša:

$$VTM_{goriva\_SRO,i} = \frac{VTM_{t,i}}{\eta_{k\_SRO,i}}$$

kjer oznake pomenijo:

$VTM_{goriva\_SRO,i}$	vhodna toplotna moč goriva ob delovanju v sekundarni regulaciji (SRO) in ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{t,i}$	vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$\eta_{k\_SRO,i}$	izkoristek obratovanja kotla in sodelovanja elektrarne v sekundarni regulaciji in ga določa Tabela 3 Priloge tega akta;

oziroma vhodna toplotna moč goriva v primeru brez regulacije:

$$VTM_{goriva,i} = \frac{VTM_{t,i}}{\eta_{k,i}}$$

kjer oznake pomenijo:

$VTM_{goriva,i}$	vhodna toplotna moč goriva v primeru brez sekundarne regulacije in ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{t,i}$	vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi $i$ ;
$\eta_{k,i}$	izkoristek obratovanja kotla, ki ga določa Tabela 3 Priloge tega akta;

(4) Izračuni stroška za izvajanje sekundarne regulacije na plinskem bloku se izvedejo za oba ločena primera, s in brez sekundarne regulacije. Na koncu se vse izvede na različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije.

Potrebna vhodna toplotna energija iz goriva v času  $T_i$  je določena:

$$VTE_{\text{goriva}_i} = VTM_{\text{goriva}_i} \cdot T_i$$

kjer oznake pomenijo:

$VTE_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna energija; ob obremenitvi $i$ ;
$VTM_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna moč goriva v primeru brez sekundarne regulacije in ob obremenitvi $i$ ;
$T_i$	čas obremenitve;

pri čemer je potrebna količina premoga pri obremenitvi  $i$  ob upoštevanju spodnje kurilnosti  $H_i$  goriva določena po enačbi:

$$K_{\text{goriva}_i} = \frac{VTE_{\text{goriva}_i}}{H_i}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}_i}$	količina goriva ob obremenitvi $i$ (kg);
$VTE_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna energija ob obremenitvi $i$ ;
$H_i$	kurilna vrednost goriva (MJ/kg).

Porabljeno gorivo za letno delovanje elektrarne skupaj znaša:

$$K_{\text{goriva}} = \sum K_{\text{goriva}_i}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}}$	letna količina goriva (kg);
$K_{\text{goriva}_i}$	količina goriva ob obremenitvi $i$ (kg).

Tako je letni strošek za gorivo:

$$S_{\text{goriva}} = VTE_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{goriva}}$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{\text{goriva}}$	letni strošek goriva (EUR);
$VTE_{\text{goriva}_i}$	vhodna toplotna energija ob obremenitvi $i$ ;

$c_{\text{goriva}}$  specifični strošek premoga na vneseni GJ energije, določen v Prilogi tega akta.

(5) Zaradi različnih količin goriva so različne tudi letne emisije odpadnih plinov. Posledično tako količina emitiranega CO<sub>2</sub> znaša:

$$K_{\text{CO}_2} = K_{\text{goriva}} \cdot EF_i$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}}$  letna količina goriva (kg);  
 $EF_i$  emisijski faktor goriva;

pri čemer je  $EF_i$  emisijski faktor, ki je specifičen za vrsto goriva. Posledično je strošek za CO<sub>2</sub> enak:

$$s_{\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2}$$

kjer oznake pomenijo:

$s_{\text{CO}_2}$  strošek emisijskih kuponov (EUR);  
 $K_{\text{CO}_2}$  emisije CO<sub>2</sub> (t);  
 $c_{\text{CO}_2}$  cena emisijskih kuponov (EUR/t CO<sub>2</sub>), določena v Prilogi tega akta.

(6) Izračuni se izvedejo za primera, ko objekt deluje v sekundarni regulaciji in ko ne deluje. Dobljen rezultat podaja:

- povečan obseg porabe goriva v analizirani periodi oziroma kot povečan strošek zanj,
- povečan obseg emisij odpadnih plinov, to je CO<sub>2</sub>, in stroškov zanj.

(7) Strošek za izvajanje sekundarne regulacije  $s_{\text{SRO}}$  je sestavljen iz naslednjih komponent:

$$\Delta s_{\text{goriva}} = s_{\text{goriva\_SRO}} - s_{\text{goriva}}$$

$$\Delta s_{\text{CO}_2} = s_{\text{CO}_2\_SRO} - s_{\text{CO}_2}$$

$$s_{\text{SRO}} = \Delta s_{\text{CO}_2} + \Delta s_{\text{goriva}}$$

kjer oznake pomenijo:

$s_{\text{goriva}}$  letni strošek goriva (EUR);  
 $s_{\text{goriva\_SRO}}$  letni strošek goriva ob izvajanju sekundarne regulacije (EUR);  
 $c_{\text{CO}_2}$  cena emisijskih kuponov (EUR/t CO<sub>2</sub>);  
 $c_{\text{CO}_2\_SRO}$  cena emisijskih kuponov ob izvajanju sekundarne regulacije (EUR/t CO<sub>2</sub>).

(8) Izračuni variabilnega dela stroškov za izvajanje sekundarne regulacije veljajo za obdobje, ko je elektrarna v obratovanju, ki pa je zaradi načrtovane in nenačrtovane ter tržne nerazpoložljivosti krajše od enega leta, za kar veljajo pogodbe za sistemske storitve v Sloveniji. Variabilni del stroškov se normalizira na letni nivo.

## **7. člen**

### **(stroški obratovanja srednjetačne in nizektačne hidroelektrarne)**

(1) Zaradi sodelovanja pri sekundarni regulaciji, kjer izhodna moč hitro variira, se pri hidroelektrarni (HE) priznajo dodatne izgube, ki so posledica dodatne izgube padca in s tem zmanjšanja moči na pragu elektrarne ter nižje letne proizvodnje.

(2) Letni nivo dodatnih izgub električne energije ( $W_{izg\_SRO}$ ) zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji znaša:

$$W_{izg\_SRO} = W_L - W_{L\_SRO} = \frac{W_L \cdot H_{izg}}{H_B - H_{izg}} [1 - f_{izg\_SRO}]$$

kjer oznake pomenijo:

$W_L$	letna proizvodnja električne energije, ko elektrarna ni vključena v sekundarno regulacijo;
$W_{L\_SRO}$	letna proizvodnja električne energije, ko je elektrarna vključena v sekundarno regulacijo;
$f_{izg\_SRO}$	faktor izgub padca zaradi sodelovanja HE v sekundarni regulaciji, določen v Prilogi tega akta;
$H_B$	bruto padec HE;
$H_{izg}$	izgube padca HE (bruto padec HE – neto padec HE).

(3) Strošek zaradi dodatnih izgub pri delovanju v sekundarni regulaciji ( $s_{SRO}$ ) se vrednoti v cenovnem režimu, ki ga izvaja elektrarna:

$$s_{SRO} = W_{izg\_SRO} \cdot c_{EE}$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{izg\_SRO}$	letne dodatne izgube električne energije zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji;
$c_{EE}$	priznana cena električne energije sekundarne regulacije.

(4) Priznana cena električne energije ( $c_{EE}$ ) se določi na podlagi povprečja cen produktov za prihodnje leto »Phelix Baseload Year Futures« in »Phelix Peak Year Futures« v preteklem četrtletju na energetske borzi ([www.eex.com](http://www.eex.com)) za obdobje, ko velja določitev cene za izvajanje sekundarne regulacije.

## **8. člen**

## (stroški vzdrževanja)

(1) Pri vseh tipih elektrarn je postopek določitve stroškov vzdrževanja opreme zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji ( $s_{vzd\_T}$ ) opredeljen kot del letnih stroškov vzdrževanja ter deleža sekundarne regulacije v skupni inštalirani moči elektrarne. Letni stroški vzdrževanja elektrarne so odvisni od deleža investicijskih stroškov elektrarne. Za vse tipe elektrarn je določeno, da je delež letnih stroškov obratovanja za namene sekundarne regulacije ( $d_{vzd\_SRO}$ ) opredeljen kot 1,5-odstotni delež skupnih investicijskih stroškov posamezne elektrarne ( $IS_T$ ), in sicer:

$$s_{vzd\_SRR} = d_{vzd\_SRO} \cdot \frac{IS_T}{100}$$

$$s_{vzd\_T} = s_{vzd\_SRR} \cdot \frac{P_{SRR\_T}}{P_{inst\_T}}$$

kjer oznake pomenijo:

$s_{vzd\_SRR}$	stroški vzdrževanja opreme zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji (EUR);
$s_{vzd\_T}$	letni stroški vzdrževanja posamezne proizvodne tehnologije (T) (EUR);
$IS_T$	investicijski strošek posamezne proizvodne tehnologije, s katero se zagotavlja sekundarna regulacija;
$d_{vzd\_SRO}$	delež letnih stroškov obratovanja za namene sekundarne regulacije;
$P_{SRR\_T}$	samo pozitivni del moči regulacijskega obsega – moč za sekundarno regulacijsko rezervo, ki jo zagotavlja proizvodna tehnologije T;
$P_{inst\_T}$	inštalirana električna moč proizvodne tehnologije T.

## 9. člen

### (opredelitev utežnih faktorjev za določitev deleža posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Za določitev delitvenega ključa stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije posamezne proizvodne tehnologije v skupnem naboru storitev pri enem ponudniku se upoštevajo utežni faktorji posameznih proizvodnih tehnologij, ki temeljijo na skupni letni proizvodnji električne energije.

(2) Deleži iz HE ( $d_{HE}$ ) in TE ( $d_{TE}$ ) so:

$$d_{HE} = \frac{Y}{Z}$$

$$d_{TE} = \frac{U}{Z}$$

$$K = d_{TE} \cdot N \cdot \left( \text{vsi letni stroški } SRO_{TE\_premog} \right) + d_{HE} \cdot N \cdot \left( \text{vsi letni stroški } SRO_{HE\_nizkotlačne} \right)$$

kjer oznake pomenijo:

$d_{HE}$	delež zagotavljanja sekundarne rezerve iz nizkotlačnih HE;
$Y$	letna proizvodnja električne energije iz nizkotlačnih HE;
$d_{TE}$	delež zagotavljanja sekundarne rezerve iz TE na premog;
$U$	letna proizvodnja električne energije iz TE na premog;
$Z$	skupna letna proizvodnja električne energije ponudnika;
$N$	obseg sekundarne regulacije ponudnika (v MW).

### III. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV ZAGOTAVLJANJA TERCIARNE REGULACIJE

#### 1. Splošne določbe

##### 10. člen

##### (opredelitev stroškov in cene za zagotavljanje terciarne regulacije)

(1) Za zagotavljanje terciarne regulacije se zaradi tehnološke ustreznosti prilaganja proizvodnje uporabljajo:

- plinska turbina v odprtem ciklu;
- črpalna elektrarna (za pozitivno regulacijo).

(2) Za posamezno proizvodno tehnologijo iz prejšnjega odstavka se stroški določajo glede:

- na letne stalne stroške, ki so posledica investicijskih stroškov ( $LIS_{PT}$ ,  $LIS_{\check{C}E}$ );
- na dele stroškov obratovanja in vzdrževanja in
- na stroške električne energije v črpalnem režimu črpalne elektrarne.

(3) Letna cena za izvajanje terciarne regulacije ( $K_{TR}$ ) se določi kot zbir posameznih stroškov za posamezno proizvodno tehnologijo, ki se določi za zagotavljanje terciarne regulacije.

$$K_{TR} = LIS_T + s_{obr\_PT} + s_{vzd\_PT} + s_{\check{c}rp\_CE}$$

kjer oznake pomenijo:

$LIS_T$	letni investicijski strošek proizvodne tehnologije;
$s_{obr\_PT}$	stroški obratovanja plinske turbine za zagotavljanje terciarne regulacije;
$s_{vzd\_PT}$	stroški vzdrževanja plinske turbine za zagotavljanje terciarne regulacije;
$s_{\check{c}rp\_CE}$	strošek električne energije v črpalnem režimu črpalne elektrarne;
Indeks T	označuje posamezno proizvodno tehnologijo, ki je v primeru sistemske storitve zagotavljanja terciarne regulacije lahko plinska turbina ali črpalna elektrarna.

(4) Cena zagotavljanja terciarne regulacije ( $K_{TR}$ ) je izražena v EUR/leto in se v primeru obdobja obveznega izvajanja, ki je drugačno od leta, določi sorazmerno.

## 2. Stalni strošek za plinsko turbino v odprtem ciklu in črpalno elektrarno

### 11. člen

#### (letni stalni strošek za kritje investicijskih stroškov posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Letni stalni strošek za izvajanje terciarne regulacije posamezne proizvodne enote nastane kot posledica zakupa moči ter predstavlja pokritje celote ali dela celotnih investicijskih stroškov posameznega objekta plinske turbine ali črpalne elektrarne. Celotni stroški so letno razmejeni, upoštevan je donos na sredstva za celotni objekt plinske turbine in donos na sredstva črpalne elektrarne v obsegu nudenja terciarne regulacijske rezerve glede na celotno električno moč proizvodne enote.

(2) Skupni investicijski stroški posamezne proizvodne tehnologije ( $IS_T$ ) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta. Strošek proizvodne tehnologije (PT, ČHE) obsega predvidoma vse komponente (TPC - angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene proizvodne tehnologije na trgu in lokalno pogojenih specifičnih stroškov zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

(3) Letni investicijski strošek ( $LIS_{PT}$ ) plinske turbine se določi:

$$LIS_{PT} = IS_{PT} \cdot \frac{1}{\left[ \frac{1}{DS} \left( 1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_{PT}}} \right) \right]}$$

kjer oznake pomenijo:

$IS_T$	investicijski strošek plinske turbine, s katero se zagotavlja terciarna regulacija;
$DS$	diskontna stopnja;
$L_{PT}$	amortizacijska doba plinske turbine.

(4) Za črpalno elektrarno (ČHE) se upošteva, da ta poleg nudenja terciarne rezerve komercialno obratuje tudi na trgu z električno energijo in je moč, ki jo nameni za terciarne rezerve, manjša od nazivne inštalirane moči. Skladno temu je pri letnem investicijskem strošku ( $LIS_{\check{C}E}$ ) zajet le delež celotnega stroška, ki je sorazmeren moči za nudenje terciarne rezerve.

(5) Investicijski strošek črpalne elektrarne ( $IS_{\check{C}E}$ ) obsega vse komponente (TPC - angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene tehnologije na trgu in lokalno pogojenih specifičnih stroškov zajemajo stroške inženiringa in druge stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

$$LIS_{\check{C}E} = IS_{\check{C}E} \cdot \frac{1}{\left[ \frac{1}{DS} \left( 1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_{\check{C}E}}} \right) \right]} \cdot \frac{P_{TRR}}{P_{TUR} + P_{TRR}}$$

kjer oznake pomenijo:

$IS_{\check{C}E}$	investicijski strošek črpalne elektrarne;
$DS$	diskontna stopnja;
$L_{\check{C}E}$	ekonomska življenjska doba;
$P_{TRR}$	delovna moč za terciarno regulacijo (TRR);
$P_{TUR}$	inštalirana moč ČHE v turbinskem obratovalnem režimu.

### 3. Stroški obratovanja in vzdrževanja

#### 12. člen (stroški obratovanja plinske turbine)

Sodelovanje pri terciarni regulaciji povzroča elektrarni s plinsko turbino dodatne obratovalne stroške, povezane s stroški goriva, okoljskih dajatev, stroški demineralizirane vode in drugih stroškov, odvisnih od obratovanja. Stroški obratovanja ( $s_{obr\_PT}$ ) se določijo kot določen delež letnega investicijskega stroška in delež stroška vzdrževanja.

$$s_{obr\_PT} = 0,3 \cdot (LIS_{PT} + s_{vzd\_PT})$$

kjer oznake pomenijo:

$LIS_{PT}$	letni investicijski strošek plinske turbine;
$s_{vzd\_PT}$	stroški vzdrževanja pri plinski turbini.

#### 13. člen (stroški vzdrževanja pri plinski turbini)

(1) Stroški vzdrževanja so vezani na število ur obratovanja, ki jih plinske turbine opravijo letno, in vrednosti investicije  $IS_{PT}$ . Stroški vzdrževanja se določijo za skupino obratovalnih ur:

- vzdrževalni stroški do 100 obratovalnih ur letno –  $s_{vzd\_PT\_<100}$ :

$$s_{vzd\_PT\_<100} = 0,013 \cdot LIS_{PT}$$

- vzdrževalni stroški med 100 in 500 obratovalnimi urami letno ( $s_{vzd\_PT\_100-500}$ ):

$$s_{vzd\_PT\_100-500} = 0,016 \cdot LIS_{PT}$$

- in vzdrževalni stroški nad 500 obratovalnih ur letno -  $s_{vzd\_PT\_>500}$ :

$$s_{vzd\_PT\_>500} = 0,020 \cdot LIS_{PT}$$

kjer oznake pomenijo:



$IS_{PT}$  investicijski strošek plinske turbine;  
 $S_{vzd_{PT}}$  stroški vzdrževanja plinske turbine.

(2) Število obratovalnih ur se za posamezno plinsko turbino določi na podlagi preteklih podatkov, če je le-ta že obratoval. V primeru nove plinske turbine se pri določitvi letnega stroška vzdrževanja upošteva najmanjše število obratovalnih ur (100).

#### **14. člen** **(strošek električne energije v črpalnem režimu črpalne elektrarne)**

(1) Črpalni elektrarni se prizna (oportunitetni) strošek nakupa električne energije zaradi zmanjšane moči črpanja v režimu izvajanja terciarne regulacije, ker je črpanje (predvidoma) predstavljeno v drugo časovno obdobje. Porabljena električna energija za črpanje ( $W_{\text{črp}}$ ) je enaka:

$$W_{\text{črp}} = P_{\text{TRR}} \cdot t_{\text{TRR}}$$

kjer oznake pomenijo:

$P_{\text{TRR}}$  delovna moč za terciarno regulacijo (TRR);  
 $t_{\text{TRR}}$  trajanje aktivacije TRR.

(2) Strošek električne energije je enak produktu porabljene energije in cene električne energije:

$$S_{\text{črp\_čE}} = W_{\text{črp}} \cdot C_{EE\_črp}$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{\text{črp}}$  količina porabljene električne energije za namene izvajanja terciarne regulacije;  
 $C_{EE\_črp}$  priznana cena električne energije terciarne regulacije.

(3) Priznana cena električne energije ( $C_{EE\_črp}$ ) se določi na podlagi povprečja cen produktov za prihodnje leto »Phelix Baseload Year Futures« in »Phelix Peak Year Futures« v preteklem četrtletju na energetske borzi ([www.eex.com](http://www.eex.com)) za obdobje, ko velja določitev cena za izvajanje terciarne regulacije.

### **IV. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV ZAGONA AGREGATA BREZ ZUNANJEGA NAPAJANJA**

#### **1. Splošne določbe**

#### **15. člen** **(opredelitev stroškov in cene za zagon agregata brez zunanjskega napajanja)**

(1) Za zagotavljanje zagona agregata brez zunanega napajanja se zaradi tehnološke ustreznosti prilaganja proizvodnje uporabljajo:

- plinske turbine v odprtem ciklu in
- dodatna oprema v hidroelektrarni (dizel agregat - DA).

(2) Za posamezno proizvodno tehnologijo iz prejšnjega odstavka se stroški določajo glede na:

- letne stalne stroške, ki so posledica investicijskih stroškov ( $LIS_{PT}$ ,  $LIS_{HE}$ );
- stroške obratovanja in vzdrževanja;
- stroške nakupa in hranjenja goriva in
- stroške periodičnih preizkusov.

(3) Letna cena za izvajanje zagona agregata brez zunanega napajanja ( $K_{BS}$ ) se določi kot zbir posameznih stroškov za posamezno proizvodno tehnologijo, opredeljeno za zagon agregata brez zunanega napajanja:

$$K_{BS} = LIS_T + S_{O\&V\_T} + S_{NHgoriva\_T} + S_{PP\_T}$$

kjer oznake pomenijo:

$LIS_T$	letni investicijski strošek proizvodne tehnologije;
$S_{O\&V\_T}$	stroški obratovanja in vzdrževanja proizvodne tehnologije;
$S_{NHgoriva\_T}$	stroški nakupa in hranjenja goriva;
$S_{PP\_T}$	stroški periodičnih preizkusov proizvodne tehnologije;
Indeks T	označuje posamezno proizvodno tehnologijo, ki je v primeru sistemske storitve zagotavljanja terciarne regulacije lahko plinska turbina ali hidroelektrarna.

(4) Cena zagona agregata brez zunanega napajanja ( $K_{BS}$ ) je izražena v EUR/leto in se v primeru obdobja obveznega izvajanja, ki je drugačno od leta, določi sorazmerno.

## 2. Stalni strošek plinske turbine in dodatne opreme v hidroelektrarni

### 16. člen

#### (letni stalni strošek za kritje investicijskih stroškov posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Letni stalni strošek za izvajanje zagona agregata brez zunanega napajanja posamezne proizvodne enote nastane kot posledica zakupa celotne moči pri plinski turbini za pokritje celotnih investicijskih stroškov plinske turbine, medtem ko se pri hidroelektrarni upoštevajo le investicijski stroški za dodatno opremo, ki je namenjena izvajanju storitev zagona agregata brez zunanega napajanja.

(2) Skupni investicijski stroški posamezne proizvodne tehnologije ( $IS_T$ ) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta. Strošek proizvodne tehnologije (HE, PT) obsega predvidoma vse komponente (TPC - angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene proizvodne tehnologije na trgu

in lokalno pogojenih specifičnih stroškov zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

(3) Letni investicijski strošek ( $LIS_T$ ) posamezne proizvodne tehnologije se določi:

$$LIS_T = IS_T \cdot \frac{1}{\left[ \frac{1}{DS} \left( 1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right) \right]}$$

kjer oznake pomenijo:

$IS_T$	investicijski strošek objekta oziroma opreme, s katero se zagotavlja zagon agregata brez zunanjega napajanja;
$DS$	diskontna stopnja;
$L_T$	amortizacijska doba objekta.

### 3. Stroški obratovanja in vzdrževanja

#### 17. člen

#### (stroški obratovanja in vzdrževanja plinskih turbin in dodatne opreme v hidroelektrarni)

(1) Zagotavljanje stanja pripravljenosti proizvodne naprave za namene zagona agregata brez zunanjega napajanja povzroča elektrarni s plinsko turbino obratovalne stroške, povezane s stroški osebja, stroški vzdrževanja in drugimi stroški, odvisnimi od obratovanja agregata. Stroški obratovanja in vzdrževanja ( $s_{obr\&v\_TP}$ ) se določijo kot določen delež letnega stroška investicije ( $LIS_{PT}$ ):

$$s_{obr\&v\_PT} = 0,63 \cdot LIS_{PT}$$

kjer oznake pomenijo:

$LIS_{PT}$	letni investicijski strošek objekta oziroma opreme, s katero se zagotavlja zagon agregata brez zunanjega napajanja.
------------	---

(2) Za zagotavljanje stanja pripravljenosti dodatne opreme v hidroelektrarni za namene zagona agregata brez zunanjega napajanja so priznani stroški, povezani s stroški osebja, stroški vzdrževanja in drugimi stroški, odvisnimi od obratovanja agregata. Stroški obratovanja in vzdrževanja ( $s_{obr\&v\_DOHE}$ ) se določijo kot določen delež letnega stroška investicije ( $LIS_{PT}$ ).

$$s_{obr\&v\_DOHE} = 2,10 \cdot LIS_{DOHE}$$

kjer oznake pomenijo:

$LIS_{DOHE}$	letni investicijski strošek dodatne opreme v hidroelektrarni za zagon agregata brez zunanjega napajanja.
--------------	--

#### 18. člen

#### (stroški nakupa in hranjenja goriva)

(1) Strošek nabave in hranjenja goriva se določi na način, da se zadosti zahtevani zmožnosti otočnega obratovanja med 16–40 ur, ki ga podrobno določi sistemski operater.

(2) Strošek nakupa zaloge goriva ( $s_{\text{goriva\_nakup\_T}}$ ) za potrebe zagona agregata brez zunanje napajanja je razmejen na daljše obdobje ( $OR$ ) in je enak:

$$s_{\text{goriva\_nakup\_T}} = \frac{K_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{goriva\_nabava}}}{OR}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}}$	količina goriva, ki ga mora imeti proizvodna enota na zalogi za potrebe zagona agregata brez zunanje napajanja;
$c_{\text{goriva}}$	nabavna cena goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne;
$OR$	obdobje razmejitve stroška (v letih).

Potrebna količina goriva ( $K_{\text{goriva}}$ ) je določena na podlagi tehničnih karakteristik posamezne tehnologije in ocene potrebnega časa obratovanja do ponovne vzpostavitve sistema.

(3) Strošek hranjenja goriva ( $s_{\text{goriva\_hranjenje\_T}}$ ) je enakovreden oportunitetnim stroškom hranjenja goriva v večjih rezervoarjih in se izračuna z enačbo:

$$s_{\text{goriva\_hranjenje\_T}} = K_{\text{goriva}} \cdot c_{\text{kapacitet}}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{goriva}}$	količina zalog tekočega goriva za potrebe zagona agregata brez zunanje napajanja;
$c_{\text{kapacitet}}$	cena kapacitet za hranjenje tekočega goriva.

(4) Vodilo za določitev cene kapacitet za hranjenje tekočega goriva ( $c_{\text{kapacitet}}$ ) je nadomestilo za zagotavljanje obveznih rezerv nafte in njenih derivatov, ki je določeno v Uredbi o določitvi in načinu obračunavanja posebnega nadomestila za izvrševanje gospodarske javne službe oblikovanja obveznih rezerv nafte in njenih derivatov.

(5) Celotni strošek nabave in hranjenja zalog goriva ( $s_{\text{NHgoriva\_T}}$ ) za potrebe zagotavljanja zagona agregata brez zunanje napajanja je:

$$s_{\text{NHgoriva\_T}} = s_{\text{goriva\_nakup\_T}} + s_{\text{goriva\_hranjenje\_T}}$$

kjer oznake pomenijo:

$s_{\text{goriva\_nakup\_T}}$	strošek nakupa zaloge goriva za potrebe zagona agregata brez zunanje napajanja;
$s_{\text{goriva\_hranjenje\_T}}$	strošek hranjenja goriva.

## 19. člen (stroški periodičnih preizkusov plinskih turbinah)

(1) Strošek periodičnih preizkusov zajema stroške porabljenega goriva in stroške emisijskih kuponov. Količina porabljenega goriva ( $K_{goriva\_PP\_PT}$ ) se za plinsko turbino določi z enačbo:

$$K_{goriva\_PP\_PT} = \frac{t_{ob\_PT} \cdot P_{net\_lok\_PT} \cdot q_{sp\_pov} \cdot f_{deg}}{H_i}$$

kjer oznake pomenijo:

$t_{ob\_PT}$	čas angažiranja agregata (čas do sinhronizacije enote z omrežjem);
$P_{net\_lok\_PT}$	povprečna neto električna moč za zagon agregata, oddana v omrežje;
$q_{sp\_pov}$	povprečna specifična poraba toplote med angažiranjem zagona agregata;
$H_i$	spodnja kurilnost goriva;
$f_{deg}$	degradacijski faktor PT, >1.

(2) Strošek goriva za periodične preizkuse ( $S_{goriva\_PP\_PT}$ ) znaša:

$$S_{goriva\_PP\_PT} = K_{goriva\_PP\_PT} \cdot c_{nabave\_goriva\_PP\_PT}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{goriva\_PP\_PT}$	količina porabljenega goriva za periodične preizkuse;
$c_{nabave\_goriva\_PP\_PT}$	nabavna cena goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne.

(3) Količina emisij CO<sub>2</sub> ( $K_{CO2\_PP\_PT}$ ) se za plinsko turbino izračuna z enačbo:

$$K_{CO2\_PP\_PT} = K_{goriva\_PP\_PT} \cdot EF_i$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{goriva\_PP\_PT}$	količina porabljenega goriva za periodične preizkuse;
----------------------	---

pri čemer je  $EF_i$  emisijski faktor, ki je specifičen za vrsto goriva. Z upoštevanjem cene emisijskih kuponov za CO<sub>2</sub> znaša strošek med periodičnimi preizkusi ( $S_{CO2\_PP\_PT}$ ):

$$S_{CO2\_PP\_PT} = K_{CO2\_PP\_PT} \cdot c_{CO2}$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{CO2\_PP\_PT}$	količina emisij CO <sub>2</sub> med periodičnimi preizkusi;
$c_{CO2}$	strošek emisijskih kuponov, ki vključuje vse stroške do elektrarne.

(4) Skupni strošek goriva in emisijskih kuponov za periodične preizkuse pri plinskih turbinah je:

$$S_{PP\_PT} = S_{goriva\_PP\_PT} + S_{CO2\_PP\_PT}$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{CO2\_PP\_PT}$  strošek emisijskih kuponov za CO<sub>2</sub> med periodičnimi preizkusi;  
 $S_{goriva\_PP\_PT}$  strošek goriva za periodične preizkuse.

## 20. člen

### (stroški periodičnih preizkusov pri dodatni opremi v hidroelektrarni)

(1) V strošek periodičnih preizkusov pri dodatni opremi (DA) v hidroelektrarni se prizna le strošek porabljenega goriva. Količina porabljenega goriva je določena z enačbo:

$$K_{goriva\_DA} = t_{ob} \cdot poraba_{DA}$$

kjer oznake pomenijo:

$t_{ob\_HE}$  čas obratovanja DA med preizkusi v urah;  
 $poraba_{DA}$  urna poraba goriva DA v litrih na uro.

(2) Strošek periodičnih preizkusov je:

$$S_{PP\_HE} = K_{goriva\_DA} \cdot C_{nabave\_goriva}$$

kjer oznake pomenijo:

$C_{nabave\_goriva}$  nabavna cena goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne in je določena v Prilogi tega akta;  
 $K_{goriva\_DA}$  količina porabljenega goriva za periodične preizkuse, določena v Prilogi tega akta.

## V. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV REGULACIJE NAPETOSTI

### 1. Splošne določbe

## 21. člen

### (opredelitev stroškov in cene pri regulaciji napetosti)

(1) Za zagotavljanje regulacije napetosti v elektroenergetskem omrežju, ki so posledica sprememb porabe in proizvodnje električne energije, se zaradi tehnološke ustreznosti uporabljajo generatorji, ki prilagajajo proizvodnjo jalove energije v:

- termoelektrarnah in
- hidroelektrarnah.

(2) Pri posamezni proizvodni tehnologiji iz prejšnjega odstavka se priznajo stroški, ki predstavljajo vsiljene spremembe delovanja elektrarne »na poziv« systemskega operaterja in se priznajo za:

- dodatne izgube zaradi spremembe obratovalne točke generatorja in
- stroške zaradi znižanja proizvodnje električne energije.

(3) Letna cena za izvajanje regulacije napetosti ( $K_{q,T}$ ) se določi kot zbir urno določenih posameznih stroškov za posamezno proizvodno tehnologijo.

$$K_{Q,T} = h \cdot (S_{Tizg\_Q} + S_{dP\_Q})$$

kjer oznake pomenijo:

$h$	ure zagotavljanja regulacije napetosti;
$S_{Tizg\_Q}$	strošek dodatnih izgub pri proizvodnji jalove energije pri proizvodni tehnologiji v termoelektrarnah ali hidroelektrarnah;
$S_{dP\_Q}$	strošek zaradi znižanja delovne komponente moči pri proizvodnji jalove energije;
Indeks T	označuje posamezno proizvodno tehnologijo, ki je v primeru sistemske storitve zagotavljanja regulacije napetosti termoelektrarna ali hidroelektrarna.

## 2. Strošek dodatnih izgub strošek znižanja proizvodnje električne energije

### 22. člen

#### (strošek dodatnih izgub zaradi spremembe obratovalne točke za posamezno proizvodno tehnologijo)

(1) Pri obratovanju elektrarne, ki proizvaja jalovo energijo, se priznajo izgube na generatorju in blok transformatorju zaradi mehanskih in električnih obremenitev in obrabe. Te se določijo za:

- hidroelektrarne:

$$S_{HEizg\_Q} = dp_{HE\_Q} \cdot Q \cdot t \cdot c_{Pizg\_Q}$$

- termoelektrarne:

$$S_{TEizg\_Q} = dp_{TE\_Q} \cdot Q \cdot t \cdot c_{Pizg\_Q}$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{HEizg\_Q}$	strošek zaradi dodatnih izgub pri proizvodnji jalove energije v HE;
$S_{TEizg\_Q}$	strošek zaradi dodatnih izgub pri proizvodnji jalove energije v TE;
$dp_{HE\_Q}$	specifične izgube ob spremembi jalove moči HE (v kW/MVar);
$dp_{TE\_Q}$	specifične izgube ob spremembi jalove moči TE (v kW/MVar);
$Q$	zahtevana vrednost jalove moči (MVar);
$t$	trajanje zahteve po spremenjeni vrednosti jalove moči (h);
$c_{Pizg\_Q}$	priznana cena električne energije za izgube (EUR/MWh).

(2) Priznana cena električne energije ( $c_{pizg\_Q}$ ) se določi na podlagi povprečja cen produktov za prihodnje leto »Phelix Baseload Year Futures« in »Phelix Peak Year Futures« v preteklem četrtletju na energetski borzi ([www.eex.com](http://www.eex.com)) za obdobje, ko velja določitev cene za izvajanje regulacije napetosti.

### **23. člen (strošek znižanja proizvodnje električne energije)**

(1) Posamezni elektrarni se prizna cena zaradi izpada proizvodnje delovne energije kot posledica ohranjanja zmožnosti regulacije napetosti. Strošek se določi na način:

$$s_{dP\_Q} = dP_Q \cdot t \cdot c_{EE}$$

kjer oznake pomenijo:

$s_{dP\_Q}$	strošek zaradi znižanja delovne komponente moči pri proizvodnji jalove energije;
$dP_Q$	sprememba delovne moči pri proizvodnji jalove energije;
$t$	trajanje zahteve po spremenjeni proizvodnji jalove energije (h);
$c_{EE}$	priznana cena električne energije za znižano delovno komponento moči (EUR/MWh).

(2) Priznana cena električne energije ( $c_{EE}$ ) se določi na podlagi povprečja cen produktov za prihodnje leto »Phelix Baseload Year Futures« in »Phelix Peak Year Futures« v preteklem četrtletju na energetski borzi ([www.eex.com](http://www.eex.com)) za obdobje, ko velja določitev cene za izvajanje regulacije napetosti.

### **24. člen (določitev parametrov)**

(1) Parametri za izračun cen posameznih sistemskih storitev so določeni v Prilogi tega akta.

## **VI. PRIMERJALNA UPORABA CEN SISTEMSKIH STORITEV IZ REGIJE**

### **25. člen (upoštevanje cen sistemskih storitev v regiji)**

(1) Primerjalna uporaba cen sistemskih storitev v regiji se ugotavlja na območju držav, ki mejijo na Slovenijo.

(2) Cene za primerljive sistemske storitve, ki so na voljo pri sistemskih operaterjih v regiji, se upoštevajo le iz javno dostopnih virov (na primer spletne strani sistemskih operaterjev, če le-ti zagotavljajo vpogled v letno evidenco doseženih tržnih cen posameznih sistemskih storitev).

(3) Za zagotavljanje primerljivosti med določenimi cenami iz 3., 10., 15. ali 21. člena tega akta in cenami posameznih sistemskih storitev v regiji se cene posameznih sistemskih storitev



v regiji uravnajo na enako časovno enoto tako, da se upošteva povprečje doseženih cen v preteklem četrtletju leta na najmanj dveh sosednjih trgovalnih območjih, ki mejita na sistemskega operaterja v Sloveniji. Če se posamezna sistemska storitev na ravni več sistemskih operaterjev ne more primerjati, se lahko upoštevajo tržne cene, ki so bile dosežene pri enem od sistemskih operaterjev, ki meji na sistemskega operaterja v Sloveniji.

(4) Pri upoštevanju cen sistemske storitve iz 3. člena tega akta v regiji se k ceni iz drugega odstavka tega člena prišteje še cena čezmejne pravice do uporabe prenosnega omrežja v količini in obdobju, za katero se izvede primerjava. Pri upoštevanju cene čezmejne pravice do uporabe prenosnega omrežja se upošteva povprečje zadnjih dosegljivih cen na letni dražbi za obe smeri prenosa med slovenskim in sosednjim sistemskim operaterjem.

(5) Pri upoštevanju cen sistemske storitve iz 10. člena tega akta se k ceni iz drugega odstavka tega člena prišteje še cena čezmejne pravice do uporabe prenosnega omrežja v količini in obdobju, za katero se izvede primerjava. Pri upoštevanju cene čezmejne pravice uporabe prenosnega omrežja se upošteva zadnja dosežena cena na letni dražbi za smer od sosednjega do slovenskega sistemskega operaterja.

(6) Agencija lahko cene za posamezno sistemske storitev določi tudi tako, da upošteva primerljive cene sistemskih storitev v regiji, če so le-te nižje za več kot 10 % od cen, določenih na podlagi 3., 10., 15. ali 21. člena tega akta.

## **VII. KONČNA DOLOČBA**

### **26. člen (uveljavitev akta)**

Ta akt začne veljati osmi dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije.

Št. 71-1/2017-01/206  
Maribor, dne 13. 6. 2017  
EVA

Predsednica sveta  
Agencije za energijo  
**Ivana Nedižavec Korada** l.r.

## Parametri za izračun cen sekundarne regulacije

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
$ISP_{PE}$	investicijski strošek parne elektrarne na premog (inštalirane moči 500 MW)	840 mio EUR
$ISP_{PPE}$	investicijski strošek plinsko-parne elektrarne (inštalirane moči 400 MW)	323 mio EUR
$ISP_{HEs}$	investicijski strošek srednjetačne hidroelektrarne (inštalirane moči 30 MW)	68 mio EUR
$ISP_{HEn}$	investicijski strošek nizkotlačne hidroelektrarne (inštalirane moči 38 MW)	66 mio EUR
$L_{PE}$	amortizacijska doba parne elektrarne na premog	40 let
$L_{PPE}$	amortizacijska doba plinsko-parne elektrarne	30 let
$L_{HEs}$	amortizacijska doba srednjetačne hidroelektrarne	80 let
$L_{HEn}$	amortizacijska doba nizkotlačne hidroelektrarne	80 let
$DS$	diskontna stopnja	3,1 %
	histogram obremenitve parno premogovne elektrarne	Tabela 1
	podatki o specifični porabi toplote pri parni elektrarni na premog v odvisnosti od obremenitve $i$ ter sodelovanja v sekundarni regulaciji	Tabela 2
	histogram obremenitve plinsko-parne elektrarne na zemeljski plin	Tabela 3
	podatki o specifični porabi toplote pri plinsko-parni elektrarni na zemeljski plin v odvisnosti od obremenitve ter sodelovanja v sekundarni regulaciji (SRO)	Tabela 4
$C_{goriva}$	specifični strošek premoga na vneseni GJ energije	2,75 EUR/GJ
$CCO_2$	strošek emisijskih kuponov	se določi kot povprečje dnevnega trgovanja produkta FEUA za preteklo četrletje leta na <a href="http://www.eex.com">www.eex.com</a>
$f_{izg\_SRO}$	Faktor izgub padca vode pri HE zaradi sodelovanja sekundarni regulaciji	1,012

Čas delovanja (h)	0	0	0	0	800	1100	1200	1200	1100	900	0
Obremenitev $i$ (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100

Tabela 1: Histogram obremenitve parno premogovne elektrarne

Obremenitev <i>i</i>	Specifična poraba toplote		Izkoristek	
	brez SRO	s SRO	brez SRO	s SRO
%	kJ/kWh	kJ/kWh	%	%
31-40	10090	10351	65,0	64,0
41-50	9597	9775	70,0	69,0
51-60	9331	9461	75,0	74,0
61-70	9160	9202	80,0	79,5
71-80	9073	9093	85,0	84,5
81-90	9009	9016	89,0	88,5
91-100	9020	9025	90,0	89,5

Tabela 2: Podatki o specifični porabi toplote pri parni elektrarni na premog v odvisnosti od obremenitve (*i*) ter sodelovanja v sekundarni regulaciji (SRO)

Čas delovanja (h)	0	0	0	0	0	0	900	1000	1000	1500	0
Obremenitev <i>i</i> (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100

Tabela 3: Histogram obremenitve plinsko-parne elektrarne na zemeljski plin

Obremenitev <i>i</i>	Specifična poraba toplote	
	brez SRO	s SRO
%	kJ/kWh	kJ/kWh
51-60	6446	6511
61-70	6390	6422
71-80	6322	6340
81-90	6159	6161
91-100	6116	6118

Tabela 4: Podatki o specifični porabi toplote pri plinsko-parni elektrarni na zemeljski plin v odvisnosti od obremenitve ter sodelovanja v sekundarni regulaciji (SRO)

### Parametri za izračun cen terciarne regulacije

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
$ISP_T$	investicijski strošek plinske turbine (inštalirane moči 120 MW)	81,8 mio EUR
$ISP_T$	investicijski strošek plinske turbine (inštalirane moči 50 MW)	39,9 mio EUR
$IS_{\check{C}E}$	investicijski strošek črpalne elektrarne (inštalirane moči 200 MW)	209 mio EUR
$L_{PT}$	amortizacijska doba plinske turbine	30 let
$L_{\check{C}E}$	amortizacijska doba dodatne opreme – dizel agregat	50 let
$DS$	diskontna stopnja	3,1 %

### Parametri za izračun cen zagona agregata brez zunanje napajanja

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
$IS_T$	investicijski strošek plinske turbine (inštalirane moči 25 MW)	22,3 mio EUR
$IS_T$	investicijski strošek dodatne opreme – dizel agregat	275.000 EUR
$L_T$	amortizacijska doba plinske turbine	50 let
$L_T$	amortizacijska doba dodatne opreme – dizel agregat	20 let
$DS$	diskontna stopnja	3,1 %
$C_{goriva}$	nabavna cena goriva, ki vključuje vse stroške do elektrarne	Povprečje veleprodajne cene ELKO goriva brez DDV v preteklem četrletju leta
$OR$	obdobje razmejitve stroška	10 let
$K_{goriva}$	količina goriva	240000 l
$H_i$	spodnja kurilnost goriva	35,8 MJ/l
$f_{deg}$	degradacijski faktor PT	1,05
$q_{sp\_pov}$	povprečna specifična poraba toplote med angažiranjem zagona agregata	10900 kJ/kWh
$C_{CO2}$	strošek emisijskih kuponov	se določi kot povprečje dnevnega trgovanja produkta FEUA za preteklo četrletje leta na <a href="http://www.eex.com">www.eex.com</a>
$t_{ob\_T}$	povprečno letno trajanje preizkusov	4 ure/leto
$C_{nabave\_goriva}$	nabavna cena goriva za dizel agregat	povprečje veleprodajne cene ELKO goriva brez DDV v preteklem četrletju leta
$poraba_{DA}$	urna poraba goriva dizel agregata	115 litrov/h

### Parametri za izračun cen regulacije napetosti

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
$dp_{TE\_Q}$	specifične izgube ob spremembi jalove moči TE	7,8 kW/MVar
$dp_{HE\_Q}$	specifične izgube ob spremembi jalove moči HE	4,0 kW/MVar