



Na podlagi četrtega odstavka 40. člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 26/05 - uradno prečiščeno besedilo, 118/2006 in 9/07-popr.) in 9. alineje prvega odstavka 5. člena Uredbe o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost sistemskega operaterja prenosnega omrežja (Uradni list RS, št. 114/04 in 52/06) izdaja sistemski operater prenosnega omrežja električne energije

SISTEMSKA OBRATOVALNA NAVODILA ZA PRENOSNO OMREŽJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

1 Splošne določbe

1. člen

S sistemskimi obratovalnimi navodili za prenosno omrežje električne energije se urejajo obratovanje in način vodenja prenosnega omrežja električne energije (v nadaljnjem besedilu: prenosno omrežje) ter pravice in obveznosti sistemskega operaterja prenosnega omrežja (v nadaljnjem besedilu: sistemski operater) in uporabnikov prenosnega omrežja, z namenom zagotavljanja varnega in zanesljivega obratovanja prenosnega omrežja in elektroenergetskega sistema ter zanesljive in varne oskrbe z električno energijo.

SONPO predpisuje zlasti:

- tehnične in druge pogoje za varno obratovanje prenosnega omrežja z namenom zanesljive in kvalitetne oskrbe z električno energijo;
- tehnične in druge pogoje za priključitev na prenosno omrežje;
- postopke za obratovanje prenosnega omrežja v kriznih stanjih;
- način zagotavljanja sistemskih storitev;
- tehnične pogoje za medsebojno priključitev in delovanje omrežij različnih sistemskih operaterjev;
- določila o stroških tehničnih ukrepov, ki so potrebni za priključitev novih proizvajalcev električne energije na prenosno omrežje;
- kriterije načrtovanja razvoja prenosnega omrežja.

2. člen

SONPO vsebuje minimalne zahteve evropskega Združenja za koordinacijo prenosa električne energije in Združenja evropskih sistemskih operaterjev prenosnega omrežja za obratovanje in izmenjavo električne energije med sinhronsko povezanimi EES, katerih pravila so javno dostopna preko spletne strani sistemskega operaterja.

3. člen

Sestavni del SONPO so tudi naslednje priloge:

- Priloga I: Sodelovanje v primarni regulaciji,
- Priloga II: Minimalne zahteve za sekundarno regulacijo,
- Priloga III: Regulacija napetosti,
- Priloga IV: Uporaba n-1 kriterija,
- Priloga V: Baza tehničnih podatkov,
- Priloga VI: Baza obratovalnih podatkov,
- Priloga VII: Podatki, potrebni za priključitev na omrežje,
- Priloga VIII: Posebne zahteve za zaščito,
- Priloga IX: Otočno obratovanje TE Brestanica za potrebe NE Krško,
- Priloga X: Splošni postopek priprave in izvedbe izklopa elektroenergetske naprave,
- Priloga XI: Splošni postopek po izpadu VN daljnovoda,
- Priloga XII: Transformatorji z ozemljenimi zvezdišči,
- Priloga XIII: Aktivirani (enopolni) APV na daljnovodih,
- Priloga XIV: Dovoljene trajne obremenitve daljnovodov in zaščite

Priloga XV: Stikališča, HE, TE in NEK, kjer je možna ali sinhronizacija ali paralelno spajanje,

Priloga XVI: Navodilo o prijavljanju dostopov do prenosnega omrežja in pravila netiranja,

Priloga XVII: Enopolne sheme priključkov in

Priloga XVIII: Trajanje nenapovedanih prekinitev dobave ali odjema električne energije iz prenosnega omrežja.

1.1 Pomen okrajšav in izrazov

4. člen

Uporabljene okrajšave v tem navodilu pomenijo:

- **APV** avtomatski ponovni vklop;
- **ČPZ** čezmejna prenosna zmogljivost;
- **PUČPZ** pravica uporabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti;
- **DCV** distribucijski center vodenja, ki je v sestavi distribucijskih podjetij;
- **DEM** Dravske elektrarne Maribor;
- **DV** daljnovod;
- **EEN** elektroenergetska naprava;
- **EES** elektroenergetski sistem;
- **ETSO** Združenje evropskih sistemskih operaterjev prenosnih omrežij (European Transmission System Operator);
- **EZ** Energetski zakon;
- **FACTS** naprave, ki predstavljajo tehnologijo močnostne elektronike, ki omogoča potrebne popravke delovanja prenosa zaradi boljšega izkoriščanja obstoječih prenosnih sistemov (Flexible Alternating Current Transmission Systems);
- **HE** hidroelektrarna;
- **KD** koordinator del – odgovorni vodja vseh programskih del;
- **KSM** koordinator stikalnih manipulacij;
- **NE** nuklearna elektrarna;
- **NEK** nuklearna elektrarna Krško;
- **NEP** Nacionalni energetski program;
- **NN** nizko-napetostni nivo;
- **OBS** odgovorni bilančne skupine;
- **OCV** območni center vodenja EES Slovenije, ki je v sestavi sistemskega operaterja;
- **RCV** republiški center vodenja EES Slovenije, ki je v sestavi sistemskega operaterja;
- **RP** razdelilna postaja;
- **RTP** razdelilna transformatorska postaja;
- **SN** srednje-napetostni nivo;

- **SONPO** sistemska obratovalna navodila za prenosno omrežje električne energije;
- **TE** termoelektrarna;
- **UCTE** Združenje za koordinacijo prenosa električne energije (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity);
- **VN** visoko-napetostni nivo.

5. člen

Posamezni izrazi v tem navodilu imajo naslednji pomen:

- **antenski odcep** (T-priključek) je del daljnovoda, priključen na daljnovod med dvema RTP, ki napaja tretjo RTP;
- **APV** je ponovni vklop enega ali vseh treh polov odklopnika daljnovoda, ki sledi izklopu le-tega zaradi delovanja zaščitnih naprav, po vnaprej določenem času;
- **countertrade** je način obvladovanja pretokov moči v prenosnem omrežju, pri katerem sistemski operater izvede posel z električno energijo v nasprotni smeri glede na pretok moči;
- **delovna moč** je električna moč, ki je na razpolago za pretvorbo v drugo obliko moči (mehansko, termično, kemično, optično, akustično itn.);
- **EES** je funkcionalna enota, ki praviloma obsega proizvodne enote, prenosno in distribucijsko omrežje ter porabnike, in je obenem regulacijsko območje;
- **elektroenergetsko omrežje** obsega naprave za prenos in distribucijo električne energije;
- **močnostni transformator** je naprava, ki primarno napetost transformira na sekundarno stran v določenem razmerju;
- **frekvenca**, s katero EES obratuje, je število ponovitev izmenične električne veličine v sekundi, izraženo v Hz (hertz);
- **interkonekcijski sistem** obsega vse sinhronsko povezane prenosne sisteme;
- **interkonekcijska povezava** je daljnovod (ali transformator), ki povezuje prenosne sisteme različnih sistemskih operaterjev;
- **izredni izklop** je izklop elektroenergetske naprave, ki ni bil načrtovan v letnem planu vzdrževalnih del in je potreben zaradi preprečevanja nastanka ali širitve večjih motenj in škode;
- **jalova moč** je imaginarna komponenta električne moči izmeničnega toka, ki je neizogibna za delovanje EES. Pretežno se jalova moč porabi za ustvarjanje magnetnega polja v elementih kot so transformatorji in motorji;
- **kratek stik daleč od elektrarne:** šteje se, da je kratek stik daleč od elektrarne, če je komponenta začetnega simetričnega trifaznega kratkostičnega toka na sinhronskem ali asinhronskem stroju manjša od dvojne vrednosti njegovega nazivnega toka;
- **kratek stik blizu elektrarne:** šteje se, da je kratek stik blizu elektrarne, če komponenta začetnega simetričnega trifaznega kratkostičnega toka preseže na sinhronskem ali asinhronskem stroju dvojno vrednost njegovega nazivnega toka;
- **kratkostična moč v omrežju** je produkt toka pri kratkem stiku v določeni točki sistema in dogovorjene, običajno obratovalne napetosti;
- **krizno stanje** je stanje, ko so nekatere omejitve omrežne spremenljivke prekoračene, rezerve moči izčrpane, tako da lahko tudi manjša motnja

privede do kotne ali napetostne nestabilnosti, ki lahko povzroči delni ali kompletni razpad EES. Kriterij n-1 ni izpolnjen;

- **lastna raba proizvodne enote** je električna moč, potrebna za obratovanje dodatnih in pomožnih naprav proizvodne enote, npr. naprave za dobavo tehnološke vode, dovod goriva in zraka in podobno, ter pokrivanje izgub močnostnih transformatorjev;
- **merilno mesto** je mesto v prenosnem omrežju, na katerem so vgrajene merilne naprave za potrebe obratovanja, vodenja in obračuna električne energije;
- **močnostni faktor $\cos \varphi$** je količnik med delovno in navidezno močjo;
- **mrtva cona** je področje gibanja frekvence, kjer se frekvenčni regulator ne odziva; Za razliko od mrtvega pasu je mrtva cona posledica nepravilnosti pri načrtovanju regulatorja;
- **mrtvi pas** je področje gibanja frekvence, kjer se frekvenčni regulator ne odziva; mrtvi pas je nastavljen na regulatorjih namenoma;
- n-1 sigurnostni kriterij je osnovni kriterij, ki ga je potrebno izpolnjevati pri načrtovanju izgradnje, izgradnji in obratovanju EES. Izpolnjen n-1 kriterij zagotavlja, da ob izpadu katerega koli posameznega elementa v EES ne pride do preobremenitev ali sigurnostnih težav;
- **načrtovanje obratovanja EES** je načrtovanje delovanja elementov sistema ob upoštevanju omejitev. Obsega planiranje proizvodnje in dobave električne energije ter analize sistema z namenom zagotavljanja ustreznega napajanja odjemalcev z upoštevanjem predvidljivih okoliščin v danem obdobju;
- **napajalni priključek** označuje tehnični stik odjemalčevega postroja z javnim prenosnim ali distribucijskim omrežjem, kot tudi tehnični stik distribucijskega omrežja s prenosnim omrežjem;
- **napetostna nestabilnost** nastopi ob znižanju napetosti pod mejo, ko stabilno obratovanje EES ni več možno. Napetost postane nestabilna in lahko pade na vrednost nič, ko pride do "napetostnega zloma";
- **napetostni instrumentni transformator** je transformator, ki se uporablja z merilnimi instrumenti in napravami za zaščito, kjer je napetost v sekundarnem navitju znotraj predpisane meje točnosti in je sorazmerna in v fazi z napetostjo na primarni strani;
- **naprave uporabnikov** so vse instalirane elektroenergetske naprave uporabnikov sistema;
- **navidezna moč** je zmnožek napetosti in toka oziroma geometrijska vsota delovne moči in jalove moči in je bistvenega pomena pri dimenzioniranju naprav;
- **nazivna moč** proizvodne enote je tista največja trajna moč, ki jo določi proizvajalec agregata. Če je ni mogoče ugotoviti iz dokumentacije agregata, jo je potrebno za normalno obratovanje enote določiti;
- **nenadžrtovana izmenjava** je razlika med načrtovano (vozni red) in dejansko izmenjavo električne energije med regulacijskimi območji;
- **neposredni odjemalec** je odjemalec, priključen na prenosno omrežje;
- **netiranje** je način pridobitve dodatnih čezmejnih prenosnih zmogljivosti s kompenzacijo čezmejnih izmenjav električne energije v nasprotnih smereh;
- **normalno obratovalno stanje** je stanje, v katerem so omrežne spremenljivke – kot so frekvenca, napetosti in obremenitve EEN – znotraj dovoljenih meja in so vsi odjemalci napajani po veljavnem voznem redu z izpolnjenim n-1 kriterijem. Pri tem so upoštevane mejne vrednosti:

- priporočene in najvišje dopustne napetosti v skladu s tabelo v prilogi III teh navodil, maksimalni toki v omrežju ter napravah, dogovorjene kratkostične moči v posameznih omrežnih vozliščih in stičnih mestih,
- vzpostavljeni izravnani visokonapetostni profil v omrežju in s tem zmanjšanje prenosnih izgub in izboljšanje stabilnosti;
- **obračunski koordinacijski center** je administrativna enota z obračunsko funkcijo, ki obsega naslednje korake:
 - registracija in ovrednotenje urnikov izmenjav med regulacijskimi bloki med fazo načrtovanja;
 - registracija vrednosti števecv energije na interkonekcijskih povezavah med regulacijskimi bloki za izračun začasnih vrednosti izmenjav energije;
 - sproti nadzor izmenjav na mejah regulacijskih blokov;
 - izračun začasnih in končnih nenačrtovanih izmenjav med regulacijskimi bloki;
 - izračun urnika kompenzacij za regulacijske bloke;
- **obremenitev** je skupna moč odjema, ki lahko predstavlja vsoto trenutnih moči iz omrežij v okviru enega regulacijskega območja;
- **odgovorni bilančne skupine** je udeleženec trga, ki ima sklenjeno bilančno pogodbo;
- **odklopnik** je stikalna naprava s funkcijo vklopa in izklopa električnih tokokrogov v normalnem obratovanju in v primeru motenj;
- **okvara** nastane kot posledica motnje in označuje prehodno stanje določene EEN (npr. daljnovoda, generatorja ...) do uspešno opravljenega popravila;
- **opazovano območje** običajno obsega območje, ki ga nadzira sistemski operater;
- **planski izklop** elektroenergetske naprave je izklop, ki je predviden v letnem planu vzdrževalnih del;
- **prehodna (tranzientna) stabilnost:** če EES po veliki motnji in prehodnem pojavu preide v prehodno stabilno stanje, je prehodno stabilen glede narave, mesta in trajanja okvare;
- **prekinitev dobave:** kot prekinitev dobave se šteje prekinitev dobave enemu ali več odjemalcem zaradi izpada, ki traja več kot 1 sekundo;
- **prenosno omrežje** je 400 kV, 220 kV in 110 kV omrežje, ki v sinhronskem obratovanju služi za prenos električne energije od proizvodnih enot do distribucijskega omrežja in neposrednih odjemalcev ter za izmenjave s prenosnimi omrežji sosednjih EES;
- **prezasedenost** pomeni stanje, ko povezava med nacionalnimi prenosnimi omrežji zaradi premajhne zmogljivosti povezovalnih daljnovodov in/ali zadevnih nacionalnih prenosnih omrežij ne more sprejeti vsega fizičnega pretoka, nastalega zaradi mednarodnega trgovanja na zahtevo udeležencev na trgu;
- **priključno mesto** je sklop naprav (odvodno oziroma dovodno polje, priključeno na zbiralnice prenosnega omrežja), s katerimi se uporabnik priključi na prenosno omrežje. Uporabniki omrežja imajo lahko eno ali več priključnih mest v prenosnem omrežju;
- **primarna regulacija frekvence** je regulacija moči proizvodne enote za vzdrževanje ravnotežja med proizvedeno in oddano močjo v sekundnem obdobju, ki se odraža v uravnavanju frekvence;
- **proizvajalec** je pravna ali fizična oseba, ki oddaja električno energijo v omrežje;

- **proizvodna enota** je naprava ali sklop naprav za proizvodnjo električne energije, kot so to npr. generator, elektrarna za kombinirano proizvodnjo električne in toplotne energije, veriga hidroelektrarn, skupina gorilnih celic ali skupina sončnih celic;
- **radialni priključek** je del omrežja, sestavljen iz radialnih vodov, ki se napajajo iz enega vira;
- **regulacijski blok** obsega eno ali več regulacijskih območij, katerih sekundarna regulacija moči in frekvence se izvaja koordinirano z ostalimi regulacijskimi območji, ki sodelujejo v bloku. Regulacijski blok ni odgovoren za primarno regulacijo, saj je ta v domeni posameznega regulacijskega območja;
- **regulacija napetosti in jalove moči** ima za nalogo sprotno prilagajanje proizvodnje jalovih moči in s tem napetosti znotraj omejitev glede na spremembe obremenitev v sistemu;
- **regulacijsko območje** je območje, v katerem sistemski operater odgovarja za primarno regulacijo, sekundarno regulacijo in terciarno rezervo. Regulacijsko območje je fizično določeno z lokacijo interkonekcijskih meritev za potrebe sekundarne regulacije znotraj interkonekcije;
- **rezerva sekundarne regulacije frekvence** je rezerva moči od delovne točke agregata navzgor do maksimalne in navzdol do minimalne vrednosti regulacijskega obsega;
- **sekundarna regulacijska moč** je v trenutni delovni točki agregata že aktivirani del sekundarnega regulacijskega obsega;
- **sekundarna regulacija moči in frekvence** je avtomatsko prilagajanje moči agregatov, ki ohranja zeleno izmenjavo moči s sosednjimi regulacijskimi območji ter zmanjšuje preostalo odstopanje frekvence po delovanju primarnih regulatorjev;
- **sekundarni regulacijski obseg** je območje razpoložljive moči izbranih agregatov, ki jo sekundarni regulator avtomatsko izrablja v obeh smereh, t.j. navzgor in navzdol od njihove trenutne delovne točke;
- **sigurnost** obratovanja sistema predstavlja odpornost na motnje, pri čemer zmore sistem opravljati svojo nalogo v izbranem času;
- **stabilnost** je izraz, ki se uporablja kot skupni naziv za stacionarno in tranzientno stabilnost. Stabilnost je sposobnost EES obdržati sinhrono obratovanje generatorjev;
- **stacionarna stabilnost** EES ali generatorja pomeni, da se EES ali generator po dovolj majhni motnji povrne v stacionarno stanje. Če pri tem ne sodelujejo regulacijske naprave, lahko štejemo, da je naravno stacionarno stabilen. V nasprotnem primeru je umetno stacionarno stabilen. Nestabilnost se pokaže v enem nestabilnem nihaju, v obliki nihanj ali z neperiodičnim prehodom v razpad;
- **stanje pripravljenosti** je nesigurno stanje, ko so nekatere omrežne spremenljivke blizu svojih omejitev, vendar ima EES na razpolago dovolj rezerve delovne in jalove moči za regulacijo in ukrepe, kriterij n-1 je izpolnjen;
- **stanje razpadanja** je stanje, ko v sistemu izpadajo vodi zaradi preobremenitev in proizvodne enote zaradi izpadov vodov, prenizke frekvence ali napetosti, pri čemer še lahko obratujejo posamezni deli EES (otoki);
- **stanje vzpostavljanja** je stanje, ko so nekateri ali vsi odjemalci izgubili napajanje in se povezuje elemente EES s ciljem hitre obnove sigurnega obratovanja in napajanja odjemalcev;
- **stično mesto** je točka na priključnem mestu. To je odklopnik med prenosnim omrežjem in napravami, ki neposredno pripadajo uporabniku omrežja;

- **tehnični minimum proizvodnje** je vrednost, pod katero, zaradi lastnosti naprav ali postrojev, ne sme pasti moč proizvodne enote v trajnem obratovanju. Če se tehnični minimum nanaša na krajši časovni interval namesto na trajno obratovanje, mora biti to posebej označeno;
- **terciarna regulacija** je sprememba delovne točke agregata s posegom operaterja z namenom nadomeščanja izpadle proizvodne enote in sprostitve sekundarne rezerve moči;
- **tokovni instrumentni transformator** je transformator, ki se uporablja z merilnimi instrumenti in napravami za zaščito, kjer je tok v sekundarnem navitju znotraj predpisane meje točnosti in je sorazmeren in v fazi s tokom na primarni strani;
- **trajna moč** proizvodne enote je maksimalna proizvedena moč v normalnem obratovanju brez omejitev, ki ne zmanjšuje sigurnosti obratovanja. Trajna moč se s časom lahko spreminja;
- **velika motnja - razpad** (motnja večjih razsežnosti) pomeni izgubo napetosti:
 - v celotnem prenosnem omrežju sistemskega operaterja ali
 - v več omrežjih sosednjih sistemskih operaterjev ali
 - v delih omrežja enega ali več sosednjih prenosnih ali distribucijskih sistemov;
- **vodenje obratovanja EES** je usmerjanje obratovanja in nadzorovanja stanja elementov in funkcij sistema ter krmiljenje elementov zaradi ohranjanja sigurnega obratovanja na določenem območju in povezav s sosednjimi sistemi;
- **vozni redi izmenjav električne energije** so načrtovane izmenjave električne energije med regulacijskimi območji. Ti določajo območje, ki dobavlja energijo, območje, ki energijo prejema, čas trajanja izmenjave in njeno predvideno moč;
- **zanesljivost** je sposobnost EES, da opravlja svojo nalogo v izbranem času;
- **zmožnost zagona agregata brez zunanjega napajanja** je zmožnost ponovnega zagona in sinhronizacije agregata brez napajanja iz EES;
- **zmožnost otočnega obratovanja** je zmožnost agregata oz. elektrarne, da obratuje v delu omrežja, ki je električno ločeno od drugih delov;

2 Tehnični pogoji za priključitev uporabnikov na prenosno omrežje

6. člen

Uporabnik, ki se s svojimi EEN želi priključiti na prenosno omrežje, mora izpolnjevati osnovne tehnične zahteve s področja:

- primarne opreme,
- sekundarne opreme:
 - o zaščitnih sistemov,
 - o števnih meritev ter meritev kvalitete električne energije,
 - o merilnih naprav,
 - o teleinformacijskih naprav,
- dodatnih zahtev za priključitev proizvodnih enot.

V soglasju za priključitev uporabnika na prenosno omrežje lahko sistemski operater na podlagi pravilnikov, standardov ali strokovnih analiz določi posebne zahteve za priključitev.

7. člen

Postopek pridobivanja soglasja za priključitev na prenosno omrežje je sestavni del predpisa, ki ureja splošne pogoje za dobavo in odjem električne energije iz prenosnega omrežja.

8. člen

Sistemski operater pred izdajo soglasja za priključitev na prenosno omrežje preveri vpliv načrtovanih EEN na izpolnjevanje kriterija n-1 v prenosnem omrežju in povratni vpliv načrtovanih EEN na kakovost napetosti v prenosnem omrežju.

9. člen

Uporabnik, ki se želi priključiti na prenosno omrežje, pred sklenitvijo pogodbe o priključitvi sistemskemu operaterju posreduje tehnične in obratovalne podatke, navedene v prilogi V teh navodil, po priključitvi na prenosno omrežje pa podatke, navedene v prilogi VI teh navodil.

10. člen

Tehnični pogoji za priključitev na prenosno omrežje po teh navodilih veljajo za uporabnika prenosnega omrežja, ki se nanj na novo priključuje. Veljajo tudi za uporabnika, ki rekonstruira ali izvaja investicijska vzdrževalna dela ali vzdrževalna dela v javno korist, skladno z zakonom o graditvi objektov, na elektroenergetskih objektih, opremi in napravah, ki so sestavni del prenosnega omrežja ali njegovega priključka, in tudi na opremi ter napravah, ki niso sestavni del tega omrežja, vendar s svojim delovanjem vplivajo na varno in zanesljivo obratovanje prenosnega omrežja. V teh primerih mora uporabnik zaprositi za soglasje za priključitev, skladno s predpisom, ki ureja splošne pogoje za dobavo in odjem električne energije iz prenosnega omrežja.

Za obstoječe objekte, opremo in naprave, navedene v prejšnjem odstavku, v času rednega obratovanja in vzdrževanja ostajajo v veljavi pogoji, ki so bili

predpisani v že izdanih soglasjih za priključitev, razen v tistih primerih, ko sistemski operater ugotovi, da so spremembe potrebne zaradi učinkovitega odločanja o sredstvih in premoženju, potrebnem za upravljanje, vzdrževanje in razvoj prenosnega omrežja. V teh primerih sistemski operater pripravi program ukrepov in postopa skladno s 23.b členom EZ. Enako velja tudi za vse upravno tehnične dokumente (pogodbe, obratovalna navodila, sporazume in podobno), ki so osnova za obratovanje in vzdrževanje EEN prenosnega omrežja.

11. člen

Uporabnik prenosnega omrežja je dolžan projektirati in izgraditi svoje EEN v skladu s tehničnimi pravilniki in standardi, upoštevajoč zahteve iz izdanih soglasij sistema operaterja.

12. člen

Po dokončnosti soglasja za priključitev in pred priključitvijo skleneta sistemski operater in uporabnik prenosnega omrežja pogodbo o priključitvi.

13. člen

Sistemski operater in uporabnik izdelata in obojestransko potrdita obratovalna navodila za priključno mesto, ki med drugim vsebujejo:

- imenovanje odgovornih oseb obeh strank,
- dolžnosti obratovalnega osebja obeh strank,
- razmejitev vodenja EEN med sistemskim operaterjem in uporabnikom,
- način obratovanja EEN v normalnem in izrednem obratovalnem stanju,
- določitev dostopa sistema operaterja do EEN, ki jih vodi, nadzira in vzdržuje.

Obratovalna navodila morajo biti pred priključitvijo objekta na prenosno omrežje obojestransko potrjena.

14. člen

Uporabnik mora za vsako tehnično spremembo na zgrajenih in priključenih EEN, ki ni v skladu s pogodbo o priključitvi, vložiti novo vlogo za izdajo soglasja za priključitev.

2.1 Osnovne zahteve za primarno opremo

15. člen

Uporabnik mora pri načrtovanju in izgradnji upoštevati naslednje zahteve sistema operaterja:

- tok tripolnega kratkega stika,
- tok enopolnega kratkega stika (dimenzioniranje ozemljitev v RTP),
- zahtevani nazivni tok in napetost,
- zahtevano stopnjo izolacije.

Vsi transformatorji morajo imeti možnost ozemljevanja zvezdišč. Način izvedbe ozemljevanja določi sistemski operater.

16. člen

Priključek uporabnika prenosnega omrežja je lahko izveden radialno v prenosno stikališče ali vzankano v prenosne daljnovode, v skladu s prilogo XVII teh navodil. Prenosni daljnovodi se praviloma gradijo v dvo ali več sistemski izvedbi in povezujejo dve stikališči.

Priključitve na prenosno omrežje z antenskimi odcepi niso dovoljene.

VN stikališča, ki so napajana s tremi ali več daljnovodi, morajo biti izvedena z dvema sistemoma zbiralk z vgrajenim zveznim poljem.

VN oprema mora biti dimenzionirana tako, da kratkostična in termična zmogljivost EEN omogoča dovolj rezerve za bodoče razvojne razširitve objekta in omrežja (v skladu z razvojnimi načrti prenosnega omrežja, ki jih izdeluje sistemski operater).

Izhodni daljnovodni ločilniki morajo biti na strani daljnovoda opremljeni z ozemljilnimi noži za ozemljitev daljnovoda.

Vsa daljnovodna polja morajo biti opremljena z indikacijo prisotnosti napetosti na strani daljnovoda (za izhodnim ločilnikom) z napetostnimi instrumentni transformatorji v vseh fazah.

Stikalna oprema mora omogočati izvajanje enopolnih avtomatskih ponovnih vklopov.

Koordinacija izolacije daljnovoda, ki se priključuje na prenosno omrežje, mora biti usklajena s prenosnim omrežjem.

2.2 Osnovne zahteve za sekundarno opremo

17. člen

Uporabnik pri načrtovanju in izgradnji sekundarnih sistemov priključka upošteva tehnične zahteve sistemskega operaterja glede:

- napetostnih instrumentnih transformatorjev,
- tokovnih instrumentnih transformatorjev,
- relejne zaščite,
- lokalnega in daljinskega vodenja,
- števnih in obratovalnih meritev,
- informacijskih in nadzornih sistemov,
- telekomunikacij.

18. člen

Naloge sistemskega operaterja v zvezi s sekundarno opremo so:

- določitev vrste in načina delovanja zaščitne, merilne ter komunikacijske opreme skladno s prilogo VIII teh navodil,
- potrditev projektne dokumentacije,
- sodelovanje pri izvajanju funkcionalnih in zagonskih preizkusov na objektu po programu, ki ga potrdi sistemski operater,
- preverjanje nastavitve in selektivnosti zaščitnih naprav uporabnika pred priklopom na prenosno omrežje,
- v času izvajanja primarnih in sekundarnih zagonskih preizkusov preverjanje delovanja daljinskih nadzornih sistemov in komunikacij za potrebe daljinske nastavitve zaščite, informacij o lokacijah okvar na daljnovodih ter oscilografskem zapisu ob dogodkih in okvarah,
- predpisovanje ureditve zaščitnih naprav tudi na ostalih delih omrežja, če uporabnik s svojim priklopom vpliva na stanje prenosnega omrežja.

2.2.1 Zaščitni sistemi

19. člen

Za zanesljivo obratovanje EEN in zmanjšanje povratnih vplivov obratovanja EEN, ki jih ima uporabnik omrežja priključene na prenosno omrežje, mora uporabnik vgraditi ustrezne zaščitne naprave. Te naprave morajo ustrezati:

- ustroju in obratovalnim pogojem prenosnega omrežja,
- pogojem na stičnem mestu s prenosnim omrežjem.

EEN uporabnika prenosnega omrežja ne smejo v nobenem primeru ogrožati obratovanja prenosnega omrežja.

20. člen

Sistemi za zaščito EEN uporabnika prenosnega omrežja morajo biti usklajeni z zaščito prenosnega omrežja. Ukrepi za zaščito EEN se načrtujejo v skladu z zahtevami v prilogi VIII teh navodil.

Uporabnik zaščitne sisteme svojih EEN uskladi z razvojnim konceptom sistemskega operaterja že v fazi planiranja.

2.2.2 Števčne meritve ter meritve kvalitete električne energije

21. člen

Sistemski operater v soglasju za priključitev na prenosno omrežje določi glavna, nadomestna in kontrolna števčna merilna mesta v skladu s potrebami po števčnih merilnih podatkih. Na glavnih merilnih mestih mora biti zagotovljeno štirikvadrantno merjenje delovne in jalove energije z merilno točnostjo števecov delovne energije 0,2 S ter vgrajenim sistemom za neposredno in sprotno odčitavanje števčnih stanj. Na nadomestnih in kontrolnih merilnih mestih mora biti zagotovljeno štirikvadrantno merjenje delovne in jalove energije z merilno točnostjo števecov delovne energije 0,5 S. Uporabnik prenosnega omrežja na glavnih merilnih mestih zagotovi posebno navitje napetostnih instrumentnih transformatorjev razreda točnosti 0,2 S ter posebno navitje tokovnih instrumentnih transformatorjev razreda točnosti 0,2 S. Uporabnik prenosnega omrežja sistemskemu operaterju omogoči vgradnjo sistema za odčitavanje in daljinski prenos števčnih podatkov ter izvedbo sistema za tekoči nadzor nad kvaliteto električne energije, ki sta kompatibilna s centralnim sistemom sistemskega operaterja.

2.2.3 Merilne naprave

22. člen

Sistemski operater v soglasju za priključitev na prenosno omrežje določi merilna mesta glede na potrebe procesnega sistema za vodenje. Na vseh merilnih mestih

mora biti zagotovljeno merjenje procesnih veličin ($3xU$, $3xI$, P in Q) z merilno točnostjo 0,5 % za delovno moč in električno napetost.

Poleg tega mora biti zagotovljeno zajemanje položajnih signalizacij primarne opreme v celotnem delu stikališča z napetostnim nivojem prenosnega omrežja. V vseh daljnovodnih poljih, ki so povezana na prenosne daljnovode, v zveznem in merilnem polju, vzdolžni ločitvi enosistemskih zbiralk in poljih transformatorjev med dvema napetostnima nivojema prenosnega omrežja mora biti poleg tega zagotovljen tudi zajem alarmnih signalizacij, signalizacij delovanja relejne zaščite ter izvajanje komand nad primarno opremo.

Merilne naprave uporabnika morajo biti z merilnim sistemom sistemskega operaterja usklajene že v fazi planiranja in na zahtevo sistemskega operaterja po potrebi tudi kasneje.

2.2.4 Teleinformacijske naprave

23. člen

Uporabnik mora zagotoviti neposredno kompatibilno teleinformacijsko povezovanje merilnih naprav iz 22. člena teh navodil s centrom vodenja sistemskega operaterja po podvojeni prenosni poti. Teleinformacijske naprave morajo sistemskega operaterju omogočiti blokade nedovoljenih komand ter avtomatsko statično oziroma dinamično preverjanje pogojev za sinhronizacijo pred vklopom odklopnikov prenosnih daljnovodov.

2.3 Dodatne zahteve za priključitev proizvodnih enot

24. člen

Proizvajalec, ki je priključen na prenosno omrežje, mora poleg zahtev, določenih v 21. členu, 22. členu in 23. členu teh navodil, izpolnjevati tudi dodatne zahteve za potrebe izvajanja sistemskih storitev v skladu z določili teh navodil.

Proizvajalec mora za proizvodno enoto, večjo od 10 MW, ki je priključena na distribucijsko omrežje, zagotoviti daljinski prenos obratovalnih podatkov v center vodenja sistemskega operaterja. Takšna proizvodna enota mora biti opremljena z napravo za avtomatsko sinhronizacijo na omrežje in mora na zahtevo sistemskega operaterja sodelovati v regulaciji napetosti.

25. člen

Vetrna elektrarna je izvzeta iz osnovnih zahtev po sodelovanju pri primarni in sekundarni regulaciji frekvence in zahtev obratovanja na lastni rabi.

Če sistemska frekvenca naraste čez mejo 50,25 Hz, se mora izhodna moč vetrne elektrarne avtomatsko sorazmerno zmanjševati vse do vrednosti nič, ko frekvenca doseže vrednost 51,5 Hz.

Vetrna elektrarna mora imeti izvedeno možnost ročnega daljinskega reduciranje izhodne moči iz centra vodenja sistemskega operaterja.

2.3.1 Naprave za sinhronizacijo

26. člen

Proizvodna enota je opremljena z napravo za avtomatsko sinhronizacijo na omrežje, ki omogoča:

- zagon proizvodne enote v normalnem obratovanju,
- sinhronizacijo po izpadu iz prenosnega omrežja, ko proizvodna enota očno obratuje (tudi na lastni rabi).

2.3.2 Zaščita proizvodnih enot in prenosnega omrežja

27. člen

Zaščitni sistemi proizvodne enote proizvodno enoto odklopijo od prenosnega omrežja, ko nastopijo nesprejemljivi pogoji za obratovanje, in morajo biti usklajeni z zaščitnimi sistemi v prenosnem omrežju.

Pri tem se upoštevajo zahteve:

- kratkostičnih razmer v prenosnem omrežju,
- neravnotežja moči,
- preobremenitve statorja in rotorja,
- podvzbujanja,
- nihanj v prenosnem omrežju,
- odstopanj frekvence,
- asinhronnega obratovanja,
- torzijske preobremenitve generatorske osi,
- napačnega delovanja zaščite in stikal,
- dodatne zaščite.

2.3.3 Vključevanje v sistem vodenja

28. člen

Proizvodna enota zagotavlja sistem za izmenjavo podatkov s sistemskim operaterjem. Zagotovljena mora biti izmenjava naslednjih informacij:

- iz proizvodne enote v sistem vodenja sistemskega operaterja:
 - o vklopna stanja odklopnikov, ločilnikov in ozemljilnih ločilnikov za potrebe obratovanja in sistemskih analiz;
 - o vklopna stanja odcepov na transformatorju z regulacijo pod obremenitvijo,
 - o trenutne meritve napetosti, delovne in jalove moči,
 - o potrebni podatki za sodelovanje v sekundarni regulaciji frekvence in moči.
- iz sistema vodenja sistemskega operaterja v proizvodno enoto:
 - o referenčne in želene vrednosti ter komande za sekundarno regulacijo frekvence in moči,
 - o referenčne in trenutne vrednosti za regulacijo napetosti in jalove moči, po vzpostavitvi ustreznega sistema s strani sistemskega operaterja.

2.3.4 Regulacija frekvenca

29. člen

Proizvodna enota mora imeti vgrajen turbinski regulator, ki omogoča sodelovanje v primarni regulaciji frekvenca v skladu z določili, navedenimi v prilogi I teh navodil.

30. člen

Proizvodna enota, priključena na prenosno omrežje, mora tehnično omogočati sodelovanje v sekundarni regulaciji ob upoštevanju pravil, ki jih določi sistemski operater v skladu s prilogo II teh navodil.

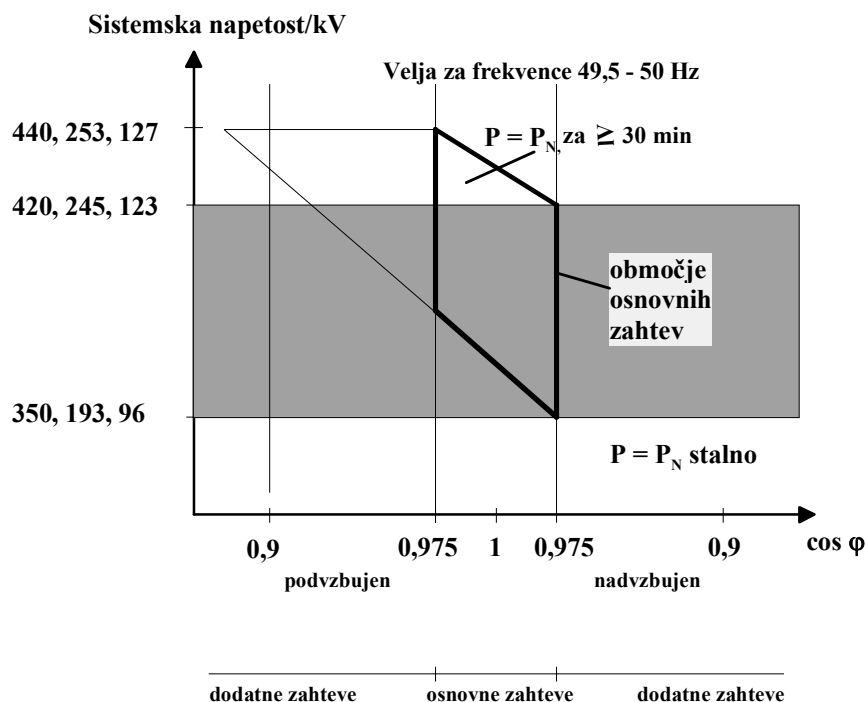
31. člen

Proizvodna enota, priključena na prenosno omrežje, lahko sodeluje v terciarni regulaciji, za kar mora biti ustrezno tehnično usposobljena.

2.3.5 Dobava jalove moči

32. člen

Sistemski operater določi osnovni pas regulacijskega obsega proizvodnje jalovih moči, po potrebi pa tudi dodatne zahteve. Proizvodna enota mora biti sposobna spremeniti proizvodnjo jalove moči od spodnje do zgornje meje v nekaj minutah. Dodatne zahteve sistema operaterja po dobavi jalove moči proizvodne enote v omrežje so prikazane v naslednjem grafičnem prikazu:



Grafični prikaz: Zahteve po dobavi jalove moči generatorja v omrežje

2.3.6 Odklop proizvodne enote od prenosnega omrežja

33. člen

Proizvodna enota mora biti načrtovana in grajena tako, da omogoča obratovanje v frekvenčnem območju med 47,5 Hz in 51,5 Hz. V primeru večjega odstopanja frekvence mora ostati proizvodna enota priključena na omrežje v naslednjih časovnih periodah:

- za frekvenco med 47,5 – 48,0 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 10 minut,
- za frekvenco med 48,0 – 48,5 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 20 minut,
- za frekvenco med 48,5 – 49,0 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 1 uro,
- za frekvenco med 49,0 – 50,5 Hz mora proizvodna enota trajno obratovati,
- za frekvenco med 50,5 – 51,5 Hz mora proizvodna enota obratovati vsaj 1 uro.

34. člen

V primeru, ko doseže napetost ≤ 80 % nazivne vrednosti (400 / 220 / 110 kV) na visokonapetostni strani energetskega transformatorja, se mora proizvodna enota avtomatsko izklopiti iz omrežja, da lahko preide v obratovanje na blokovno lastno rabo ali v prazni tek. Izjeme so možne s soglasjem sistemskega operaterja.

35. člen

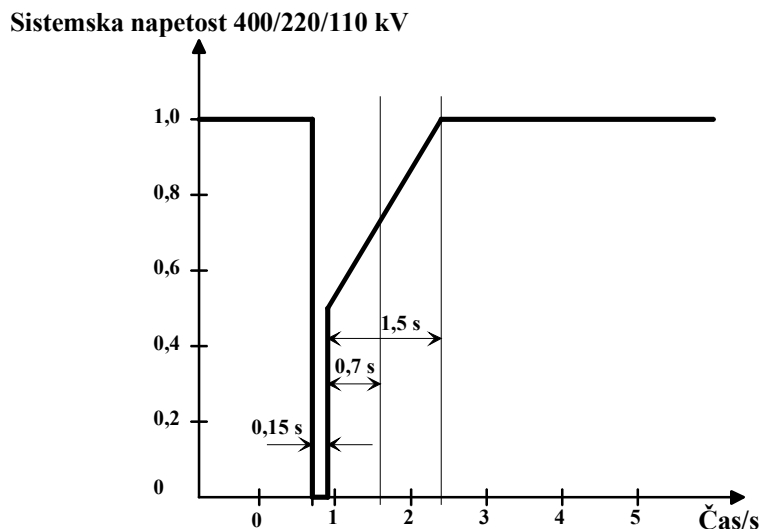
Sistemiški operater določi ostale pogoje, pri katerih je potrebno proizvodno enoto izklopiti iz prenosnega omrežja.

2.3.7 Obratovanje proizvodnih enot ob motnjah v sistemu

36. člen

Proizvajalec je dolžan sistemskemu operaterju posredovati karakteristike bloka generator-transformator zaradi stabilnosti in skupnega vpliva regulacije turbine in generatorja.

Zaščita vodov mora dovolj hitro izločiti kratke stike blizu elektrarne, ki bi lahko vodili do nestabilnosti in odklopa proizvodne enote od prenosnega omrežja. V takih primerih se lastna raba ne sme avtomatsko preklopiti na rezervno napajanje. Proizvodna enota se ne sme odklopiti od prenosnega omrežja, če napetost na visokonapetostni strani transformatorja generatorja presega mejno krivuljo, kot je prikazana v naslednjem grafičnem prikazu:



Grafični prikaz: Shematska omejitev dopustne napetosti na visokonapetostni strani blok transformatorja

37. člen

Kratek stik daleč od elektrarne ne sme povzročiti preklopa lastne rabe proizvodne enote, niti odklopa proizvodne enote od prenosnega omrežja vsaj do konca delovanja zaščite, definirane v selektivnem načrtu do 5 sekund.

38. člen

Sistemski operater lahko po potrebi zahteva, da je generator opremljen z napravami za dušenje nihanj v omrežju. Cilja teh ukrepov sta zagotovitev statične stabilnosti v vsaki obratovalni točki generatorja in stabilno delovanje. Proizvajalec in sistemski operater uskladita karakteristike turbinskih regulatorjev in regulatorjev vzbujanja generatorja, ki vplivajo na stabilnost. Regulacija turbine ali generatorja ne sme povzročati nihanj moči ali napetosti.

39. člen

Pri načrtovanju proizvodnje posamezne proizvodne enote je proizvajalec dolžan zagotoviti zanesljiv preklop na lastno rabo neodvisno od obratovalne točke generatorja. Pri motnjah v omrežju, ko se proizvodna enota odklopi od omrežja, mora biti zagotovljena zanesljivost preklopa na lastno rabo v skladu z dogovorjeno zaščitno shemo.

Proizvodna enota mora biti sposobna obratovati samo na lastni rabi vsaj 3 ure.

40. člen

Proizvajalec zagotovi zmožnost otočnega obratovanja, če zaradi pogojev v omrežju tako zahteva sistemski operater. Avtomat za preklop proizvodne enote mora zanesljivo omogočiti preklop iz obratovanja na lastni rabi na breme, ki presega moč lastne rabe in preklop na lastno rabo proizvodne enote. Če sistemski operater zahteva, mora takšno otočno obratovanje trajati več ur. Kadar proizvodna enota obratuje na lastni rabi ali z zmanjšano obremenitvijo, mora biti

spodobna prenesti nenadno priključitev bremena med 5 % in 10 % njene nazivne moči.

41. člen

Sistemski operater lahko zaradi razmer v omrežju od proizvajalca zahteva obvezno sposobnost zagona proizvodne enote brez zunanje napajanja.

2.3.8 Preverjanje izpolnjevanja pogojev za priključitev

42. člen

Sistemski operater v pogodbi o priključitvi proizvodne enote določi način preverjanja izpolnjevanja pogojev za priključitev.

43. člen

Občasni testi zajemajo preverjanje karakteristik, ki jih določa pogodba o priključitvi agregata in se jih ne da testirati med obratovanjem proizvodne enote. Obseg in pogostost periodičnih testov sta določeni v pogodbi o priključitvi proizvajalca na prenosno omrežje. Na zahtevo sistemskega operaterja proizvajalec predloži oziroma drugače dokaže karakteristike ali parametre, določene s pogodbo o priključitvi.

2.4 Ukrepi pri spremembah v prenosnem ali uporabnikovem omrežju

44. člen

Sistemski operater in uporabnik se pravočasno medsebojno obveščata o naravi, obsegu in trajanju sprememb, ki presegajo pogodbene okvire priključka na prenosno omrežje.

45. člen

Sistemski operater analizira vplive sprememb na obratovanje EES, na njegovo zanesljivost in kvaliteto napetosti ter izvaja zaščitne ukrepe v skladu z določili SONPO. Sistemskega operaterja presodi in po potrebi zahteva izvedbo meritev za preverjanje pravilnega obratovanja priključenih EEN uporabnika omrežja. To velja tudi v primeru sprememb v omrežju ali priključitve novega odjemalca v omrežje sistemskega operaterja sosednjega omrežja, kar sistemskega operaterja uskladi s sistemskega operaterjem sosednjega omrežja.

2.5 Stroški tehničnih ukrepov za priključitev novih proizvajalcev na prenosno omrežje

46. člen

Sistemski operater in novi proizvajalec, ki se želi priključiti na prenosno omrežje, s pogodbo o priključitvi, ki ureja vsa medsebojna razmerja v zvezi z izvedbo priključka, premoženjska vprašanja v zvezi s priključkom, vzdrževanjem priključka in druga medsebojna razmerja, določita tudi tehnične ukrepe na strani prenosnega omrežja, potrebne za priključitev, in dogovorita njihovo plačilo. Enako velja za obstoječega proizvajalca, ki načrtuje izgradnjo novih enot ali spreminja karakteristike obstoječih proizvodnih enot v takšni meri, da mora za to pridobiti novo soglasje za priključitev skladno z 10. členom in 14. členom teh navodil.

3 Storitev prenosa električne energije in dostop do prenosnega omrežja

47. člen

Storitev prenosa električne energije po prenosnem omrežju obsega pridobitev pravice uporabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti (v nadaljevanju: PUČPZ), prijavo čezmejnega prenosa, odobritev dostopa do prenosnega omrežja, prevzem električne energije od dobavitelja na prevzemnem mestu, predajo električne energije prevzemniku na predajnem mestu.

Vrste storitve prenosa električne energije so:

- notranji prenos (prevzemno in predajno mesto sta znotraj regulacijskega območja sistemskega operaterja),
- dobava oziroma izvoz (prevzemno mesto je znotraj, predajno mesto pa je izven regulacijskega območja sistemskega operaterja),
- pridobitev oziroma uvoz (prevzemno mesto je izven, predajno mesto pa je znotraj regulacijskega območja sistemskega operaterja),
- tranzit (prevzemno in predajno mesto sta v različnih regulacijskih območjih in hkrati izven regulacijskega območja sistemskega operaterja).

Pridobitev oziroma uvoz, dobava oziroma izvoz in tranzit električne energije so čezmejni prenosi električne energije. Dostop do slovenskega prenosnega omrežja za čezmejne prenose električne energije odobri sistemski operater na podlagi predhodno pridobljene PUČPZ.

Prijava dostopa do slovenskega prenosnega omrežja za izvedbo tranzita električne energije se izvaja ločeno v dveh delih, in sicer v prijavi dostopa za uvoz in prijavi dostopa za izvoz iste količine električne energije na dveh različnih mejah s sosednjimi regulacijskimi območji.

48. člen

Dostop do prenosnega omrežja uporabnik uveljavlja s sklenitvijo pogodbe o dostopu do omrežja

Uporabnik in sistemski operater skleneta pogodbo o dostopu do prenosnega omrežja na osnovi odobrenega dostopa in na osnovi pri organizatorju trga z električno energijo (v nadaljnjem besedilu: organizator trga) evidentiranih pogodb.

Z odobrenim dostopom do prenosnega omrežja je uporabniku omogočena storitev zelenega prenosa električne energije v določeni količini električne energije, ob določenem času in v določeni smeri.

3.1 Relacije med odgovornim bilančne skupine in sistemskim operaterjem

49. člen

Odgovorni bilančne skupine ureja relacije za vse člane svoje bilančne skupine do sistemskega operaterja v zvezi s prijavo pogodbenih in obratovalnih voznih redov.

50. člen

Odgovorni bilančne skupine mora zagotoviti 24 urno dežurstvo, s katerim sistemskemu operaterju zagotavlja neprekinjeno dostopnost v primeru morebitnih obratovalnih posegov na prenosnem omrežju R Slovenije ali na prenosnih omrežjih sosednjih elektroenergetskih sistemov.

51. člen

Odgovorni bilančne skupine in sistemski operater si izmenjata kontaktne podatke oseb, odgovornih za vozne rede, intra-day spremembe ter ostalo medsebojno komunikacijo.

52. člen

Sistemski operater bo definiral prevzemno predajna mesta na prenosnem omrežju za katera mu mora odgovorni bilančne skupine najavljati napoved proizvodnje in odjema ter morebitne korekcije prvotne napovedi. Prevzemno predajna mesta na katera se nanašajo zahteve predhodnega stavka so:

- predajna mesta proizvodnje
- prevzemna mesta neposrednih odjemalcev

Po potrebi lahko sistemski operater zaradi obratovalnih potreb navede dodatna prevzemno predajna mesta, za katera mu mora odgovorni bilančne skupine napovedovati proizvodnjo in odjem.

53. člen

Odgovorni bilančne skupine mora sistemskemu operaterju najaviti morebitna večja pričakovana odstopanja.

54. člen

Odgovorni bilančne skupine najavlja dostop do čezmejnih prenosnih zmogljivosti za vse člane bilančne skupine

55. člen

V okviru tehničnih možnosti mora odgovorni bilančne skupine upoštevati zahteve po spremembi proizvodnje ali odjema, ki izhajajo iz obratovalnih težav v realnem času.

56. člen

Vetrne elektrarne morajo biti vključene v bilančno skupino, v kateri predstavljajo do 10 % celotne inštalirane moči bilančne skupine, oziroma mora lastnik vetrne elektrarne v obratovanju zagotavljati faktor pokritosti najmanj 0,6. Faktor pokritosti predstavlja delež rezerve z največjim časom aktiviranja 15 minut.

57. člen

Odgovorni bilančne skupine je dolžan pisno sporočiti sistemskemu operaterju spremembo svojega statusa (ime, naziv in prebivališče / sedež) najkasneje v osmih dneh po nastali spremembi. Administrativne spremembe se lahko po

potrebi vnesejo v obstoječo obratovalno pogodbo med odgovornim bilančne skupine in sistemskim operaterjem.

3.2 Pridobitev pravice uporabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti

58. člen

Sistemski operater ob upoštevanju meril zagotavljanja zanesljivega obratovanja prenosnega omrežja določa količine ČPZ skladno s predpisi in smernicami Evropske Unije. Količine ČPZ za posamezne meje morajo biti usklajene s sosednjimi sistemskimi operaterji.

59. člen

Pravila netiranja za posamezne meje, na katerih je v dogovoru s sosednjim sistemskim operaterjem možno netiranje, so sestavni del Priloge XVI teh pravil. Sistemski operater pravila predhodno uskladi s sistemskim operaterjem sosednjega prenosnega omrežja.

3.3 Prijava prenosa

60. člen

Odgovorni bilančne skupine sestavi okvirni obratovalni vozni red svoje bilančne skupine, ki vsebuje:

- proizvodnjo in porabo bilančne skupine po posameznih prevzemno-predajnih mestih znotraj bilančne skupine, ki jih določi sistemski operater,
- posamezne čezmejne posle članov bilančne skupine.

3.3.1 Prijavljanje dostopov do prenosnega omrežja

61. člen

Organizator trga sistemskemu operaterju dnevno posreduje vozne rede in ostale podatke, ki se nanašajo na prevzem in oddajo električne energije bilančnih skupin. Rok za posredovanje podatkov je naveden v prilogi XVI teh pravil.

62. člen

Odgovorni bilančne skupine na podlagi predhodno pridobljenih PUČPZ sistemskemu operaterju skladno s prilogo XVI teh pravil posreduje elektronsko vlogo za odobritev dostopa.

63. člen

Sistemski operater preveri usklajenost vozni redov za posamezne meje s sosednjimi sistemskimi operaterji. V procesu usklajevanja vozni redov s sosednjimi sistemskimi operaterji se za odpravo neusklajenosti upošteva nižja

vrednost ČPZ v določeni smeri. Sistemski operater po dokončni uskladitvi potrdi dostope.

64. člen

V kolikor odobritev dostopa ogroža varno delovanje EES lahko sistemski operater dostop delno ali v celoti zavrne. Pravila in kriteriji so zapisani v Pravilih dodeljevanja ČPZ, ki jih sprejme sistemski operater. O zavrnitvi obvesti odgovornega bilančne skupine.

3.3.2 Omejevanje čezmejnih prenosov električne energije

65. člen

Sistemski operater ima pravico deloma ali v celoti omejiti čezmejne prenose električne energije v naslednjih primerih:

- ko sistemski operater sosednje države uvede ukrepe za omejevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti,
- v primeru tehničnih ali obratovalnih omejitev v prenosnem omrežju, ko so tržne metode reševanja prezasedenosti že izčrpane,
- v primeru nastopa višje sile.

Sistemski operater v primeru omejevanja čezmejnih prenosov električne energije v čim krajšem času obvesti nosilce čezmejnih poslov o datumu, trajanju in obsegu omejevanja njihovih čezmejnih prenosov električne energije.

66. člen

V primeru uvedbe omejitev čezmejnih prenosov električne energije poteka omejevanje po naslednjem vrstnem redu:

- najprej se omeji čezmejne prenose električne energije, ki so bili odobreni na osnovi dnevno dodeljenih PUČPZ,
- če so potrebne nadaljnje omejitve, se omeji čezmejne prenose električne energije, ki so bili odobreni na osnovi tedensko dodeljenih PUČPZ,
- če so potrebne nadaljnje omejitve uporabe, se omeji čezmejne prenose električne energije, ki so bili odobreni na osnovi mesečno dodeljenih PUČPZ,
- če so potrebne nadaljnje omejitve uporabe, se omeji čezmejne prenose električne energije, ki so bili odobreni na osnovi letno dodeljenih PUČPZ.

Za čas in višino omejitve čezmejnih prenosov električne energije se PUČPZ ne plačajo, razen ko je vzrok omejevanja višja sila.

4 Obratovanje EES

67. člen

Sistemski operater je v skladu z energetske zakonodajo zadolžen za zanesljivo oskrbo z električno energijo, ki jo izvaja z zagotavljanjem sigurnega obratovanja EES. V ta namen sistemski operater zakupi ustrezne količine sistemskih storitev ter načrtuje in operativno vodi obratovanje EES.

4.1 Sistemske storitve

68. člen

Sistemski operater pri vodenju EES uporablja naslednje sistemske storitve:

- regulacijo frekvence in moči,
- regulacijo napetosti,
- pokrivanje odstopanj dejanskih izmenjav regulacijskega območja od načrtovanih vrednosti,
- zagon agregata brez zunanjega napajanja,
- pokrivanje tehničnih izgub, ki nastanejo v prenosnem omrežju,
- razbremenjevanje omrežja.

Sistemski operater zagotovi sistemske storitve:

- z nakupom na domačem ali tujem trgu,
- z angažiranjem objekta, ki je v organizacijski sestavi sistema operaterja,
- z obveznim sodelovanjem uporabnikov omrežja.

Sistemski operater je dolžan pri zagotavljanju sistemskih storitev ravnati kot dober gospodar po kriteriju minimalnih stroškov ob upoštevanju zadostnih tehničnih pogojev ter skladno z aktom Agencije o določitvi metodologije za obračunavanje omrežnine in metodologije za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja.

69. člen

Stroške za sistemske storitve nosijo uporabniki elektroenergetskih omrežij v skladu s predpisi, ki urejajo to področje.

4.1.1 Regulacija frekvence in moči

70. člen

Sistemski operater v vsakem trenutku v elektroenergetskem sistemu razpolaga z zadostno rotirajočo rezervo moči za primarno in sekundarno regulacijo frekvence ter s terciarno rezervo moči.

Sistemski operater zagotavlja zanesljiv prenos angažirane rezerve delovne moči za primarno in sekundarno regulacijo frekvence ter terciarne rezerve moči. Pri tem mora rezerva za sekundarno regulacijo frekvence nadomestiti rezervo za primarno regulacijo frekvence. Sistemski operater s terciarno rezervo moči in z

uporabo izravnalne energije sprosti obseg rezerve moči za sekundarno regulacijo v skladu s pravili UCTE.

4.1.1.1 Primarna regulacija frekvence

71. člen

Sistemi operater zagotovi moč za odpravo neravnotežja med trenutno proizvodnjo in porabo električne energije v interkonekcijskem sistemu, kot je določeno v prilogi I teh navodil.

Proizvajalec, priključen na 110 kV, 220 kV ali 400 kV omrežje, je dolžan z vsemi svojimi agregati sodelovati v primarni regulaciji frekvence v skladu s prilogo I teh navodil. Na osnovi strokovnih ugotovitev, da je za določeni agregat takšna nastavitve turbinskega regulatorja neustrezna ali neizvedljiva, se lahko sistemski operater in proizvajalec sporazumeta o ustrežnejši nastavitvi, pri čemer turbinski regulator v nobenem primeru ne sme biti blokiran oziroma imeti nastavljeno preveliko območje neobčutljivosti.

Proizvajalec sistemskemu operaterju posreduje podatke o stanju in nastavitvah turbinskih regulatorjev, za vse spremembe pa pridobi soglasje sistema operaterja.

Sistemi operater ima pravico preverjati stanje in nastavitve turbinskega regulatorja ter izvajati preskuse o delovanju regulacije.

4.1.1.2 Sekundarna regulacija frekvence

72. člen

Sistemi operater določi višino potrebne rezerve moči za sekundarno regulacijo na način, kot je določeno v prilogi II teh navodil.

73. člen

Sistemi operater ima v okviru zagotavljanja sistemskih storitev od proizvajalca, ki je tehnološko ustrezno opremljen, pravico zahtevati njegovo sodelovanje v sekundarni regulaciji frekvence.

Proizvajalec ponudi regulacijski obseg moči za sekundarno regulacijo frekvence v obe smeri: navzgor in navzdol.

Sistemi operater z izbranim ponudnikom sklene pogodbo o zagotavljanju rezerve moči za sekundarno regulacijo, v kateri so določene tudi tehnične karakteristike, ki jih mora dosegati izvajalec sekundarne regulacije frekvence.

Dobavitelj rezerve moči za sekundarno regulacijo je sistema operaterja dolžan dnevno obveščati o stanju svojih regulacijskih enot in do 10. ure predhodnega dne posredovati plan rezerve moči za sekundarno regulacijo frekvence.

74. člen

Sistemi operater periodično preverja sposobnost delovanja proizvodnih enot v sekundarni regulaciji in sproti nadzira njihovo sodelovanje v sekundarni regulaciji.

4.1.1.3 Terciarna regulacija

75. člen

Sistemski operater zagotavlja terciarno rezervo moči, s katero mora pokriti izpad največjega obratujočega agregata v regulacijskem območju. Terciarna rezerva moči mora biti v polnem obsegu aktivirana v 15 minutah po dani zahtevi.

76. člen

Rezerva moči za terciarno regulacijo se glede na uporabnost deli na:

- terciarno rezervo za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju in
- terciarno rezervo moči za izredne obratovalne dogodke.

Terciarna rezerva moči za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju se praviloma uporablja za pokrivanje nepredvidenih manjših odstopanj od voznega reda, lahko pa tudi za nadomestitev manjkajoče energije v primeru izpadov.

Terciarna rezerva moči za izredne obratovalne dogodke se uporablja izključno ob izpadih večjih proizvodnih enot v sistemu ali v primeru kriznega stanja.

77. člen

Sistemski operater predpiše tehnične pogoje, ki jih mora izpolnjevati ponudnik terciarne rezerve, predvsem obseg rezerve, trajanje, čas aktiviranja in ostala dokazila, s katerimi ponudnik dokazuje svojo zmožnost (sposobnost) zanesljive dobave rezerve.

Sistemski operater z izbranim izvajalcem sklene pogodbo o zagotavljanju rezerve moči za terciarno regulacijo, v kateri so določene tudi tehnične karakteristike, ki jih mora dosegati izvajalec terciarne regulacije.

Za regulacijske enote znotraj regulacijskega območja dobavitelj rezerve moči sistemskega operaterja dnevno obvešča o stanju svojih regulacijskih enot in do 10. ure predhodnega dne posreduje plan rezerve moči za terciarno regulacijo.

78. člen

Če sistemski operater v določenem trenutku ne more zagotoviti dovolj terciarne rezerve, jo lahko zagotovi na podlagi Uredbe o omejevanju obtežb in porabe električne energije v elektroenergetskem sistemu (v nadaljnjem besedilu: Uredba o omejevanju obtežb).

4.1.1.4 Zahteve za spremljanje kvalitete in upoštevanja pravil pri regulaciji frekvence

79. člen

Za nadzor kvalitete regulacije sistemski operater stalno preučuje in vrednoti razmere v sistemu v primerih izpada proizvodnje ali porabe, ki presegajo 100 MW. Pri tem upošteva naslednje podatke:

- mesto izpada,
- datum in čas izpada,
- višina izpadle moči proizvodnje ali porabe in

- vrsta motnje.

Meritve frekvence in moči izmenjave potekajo istočasno in so časovno sinhronizirane.

80. člen

Sistemski operater preverja kvaliteto regulacije z meritvijo in oceno parametrov pri večjih regulacijskih odstopanjih, npr. v primeru izpada proizvodnje ali porabe, ki presega 600 MW.

Podatke, potrebne za analiziranje dogodkov, sistemski operater posreduje sistemskim operaterjem drugih EES, članov UCTE, če le-ti to zahtevajo.

4.1.2 Regulacija napetosti

81. člen

Sistemski operater zagotavlja zadosten obseg proizvodnje jalovih moči na enotah z ustreznimi karakteristikami, ki imajo zmožnost regulacije oziroma preklapljanja, da se v zadostni meri zagotovi upoštevanje predpisanih mejnih vrednosti in dogovorjenih obratovalnih napetostnih nivojev, navedenih v prilogi III teh navodil.

Pri vzdrževanju napetosti v prenosnem omrežju sodelujejo elektrarne, odjemalci, omrežje in v primeru povezanih sistemov tudi mejni deli sosednjih EES. Koordinacijo regulacije napetosti izvaja sistemski operater, pri čemer mora zagotavljati minimalne pretoke jalovih moči po omrežju.

Vsaka proizvodna enota, ki je priključena in obratuje na 110 kV, 220 kV ali 400 kV omrežju, mora sistemskemu operaterju nuditi regulacijo napetosti.

82. člen

Proizvodna enota iz prejšnjega člena mora biti s svojim regulatorjem napetosti sposobna za obratovanje v regulaciji napetosti. Nastavitve regulatorjev napetosti morajo biti skladne s tehničnimi možnostmi in z zahtevami sistema operaterja, ki so določene v prilogi III teh navodil.

V pogodbi o zagotavljanju sistemskih storitev se določi višina nadomestila za sodelovanje v regulaciji napetosti.

Sistemski operater ima pravico preverjati stanje in nastavitve regulatorja napetosti ter izvajati preskuse o delovanju regulacije.

83. člen

Pri odjemalcu, ki je priključen na prenosno omrežje in pri katerem ni mogoče prilagoditi obstoječih naprav (transformatorjev) za dolgotrajno obratovanje blizu priporočene napetosti 121 kV, se sistemski operater in odjemalec dogovorita o tehnično sprejemljivih rešitvah v dobro obeh partnerjev.

84. člen

Prekomerna prevzeta jalova energija se ugotavlja in plačuje v skladu z aktom agencije iz tretjega odstavka 68. člena teh navodil.

4.1.3 Izravnavanje odstopanj dejanskih izmenjav od načrtovanih vrednosti

85. člen

V primeru pričakovanega večjega odstopanja od potrjenega voznega reda odgovorni bilančne skupine sistemskemu operaterju v najkrajšem možnem času dostavi spremenjen vozni red. Za večje odstopanje se šteje:

- odstopanje vsote najavljene proizvodnje in odjema večje od $\pm 5 \%$ ali
- odstopanja za določena prevzemno-predajna mesta, ki so večja od $\pm 10 \%$. Seznam teh prevzemno-predajnih mest določi sistemski operater.

86. člen

Sistemski operater poleg koriščenja sekundarne regulacijske rezerve izravnava odstopanja v omrežju:

- z nakupom ali prodajo električne energije na izravnalnem trgu,
- z nakupom ali prodajo električne energije doma ali v tujini oziroma,
- z aktiviranjem zakupljene terciarne rezerve moči za izravnavo odstopanj v vsakdanjem obratovanju.

Obračunski interval je ena (1) ura.

87. člen

V primeru, da sistemski operater odstopanj v skladu s 86. členom teh navodil ne more izravnati, lahko:

- zahteva znižanje odjema na odjemnih mestih, kjer odstopanje nastaja, oziroma
- v primeru viškov električne energije zahteva zaustavitev proizvodnih enot domačih proizvajalcev.

V primeru neizpolnjevanja zahtev, navedenih v prvem odstavku tega člena, ima sistemski operater pravico prekiniti prenos električne energije.

88. člen

Strošek izravnave odstopanj se uporabniku omrežja zaračuna v skladu s pravili o načinu obračunavanja odstopanj oddaje ali odjema električne energije od potrjenih voznih redov.

4.1.4 Zagon agregatov brez zunanjega napajanja

89. člen

Sistemski operater si zagotovi agregate, ki se lahko v primeru razpada EES zaženejo s pomočjo lastnih napetostnih virov brez napetosti omrežja. Takšen agregat mora biti sposoben za obratovanje na lastni rabi do vzpostavitve stabilnega obratovanja lokalno oblikovanega elektroenergetskega otoka.

90. člen

Sistemski operater periodično preverja sposobnost agregatov, ki nudijo sistemsko storitev zagon agregatov brez zunanjšega napajanja.

91. člen

Sistemski operater z izbranim proizvajalcem sklene pogodbo o zagotavljanju storitve zagon agregata brez zunanjšega napajanja, s katero so določene tudi tehnične karakteristike, ki jih mora dosegati proizvajalec.

Tarifa za tovrstno sistemsko storitev je določena v pogodbi o sistemskih storitvah, sklenjeni med sistemskim operaterjem in ponudnikom storitve.

V kolikor sistemski operater ne pridobi zadostnih ponudb, lahko tovrstno storitev zahteva od izbranega proizvajalca.

4.1.5 Pokrivanje izgub električne energije v prenosnem omrežju

92. člen

Sistemski operater je dolžan kupiti potrebno električno energijo za pokrivanje izgub v prenosnem omrežju.

Sistemski operater pri nakupu električne energije za potrebe pokrivanja izgub prenosnega omrežja upošteva ekonomske in tehnične kriterije.

4.1.6 Upravljanje pretokov moči v prenosnem omrežju

93. člen

Sistemski operater upravlja pretoke moči v prenosnem omrežju in s tem odpravlja kršitve n-1 kriterija v prenosnem omrežju z naslednjimi ukrepi:

- spremembo topologije omrežja,
- spremembo odjema in razporeditve proizvodnje v domačem EES ali s čezmejn timerazporejanjem odjema in proizvodnje v sodelovanju s sosednjimi sistemskimi operaterji,
- principi countertrade,
- znižanjem ali prekinitvijo čezmejnih prenosov električne energije, ki vplivajo na kršitve sigurnostnih kriterijev v prenosnem omrežju.

V primeru neizpolnjenega n-1 sigurnostnega kriterija v EES ima sistemski operater pravico od proizvajalca zahtevati spremembo obremenitve po posameznih prevzemno-predajnih mestih. Zahtevo je proizvajalec dolžan izvesti. V primeru, da sistemski operater kršitev n-1 kriterija ne more odpraviti s spremembo proizvodnje ali porabe v domačem EES ali s čezmejnimerazporejanjem proizvodnje in porabe v sodelovanju s sosednjimi sistemskimi operaterji, sistemski operater zniža ali prekine tiste prenose električne energije, ki vplivajo na kršitve n-1 sigurnostnega kriterija v prenosnem omrežju.

94. člen

Ukrepe iz prejšnjega člena je uporabnik prenosnega omrežja dolžan izvesti v zahtevanem času, v nasprotnem primeru mu sistemski operater zaračuna nastale stroške.

4.1.7 Razbremenjevanje omrežja

95. člen

Razbremenjevanje omrežja izvaja sistemski operater v skladu s predpisi, ki urejajo omejevanje obtežb. Stopnje razbremenjevanja so podane v spodnji tabeli.

Stopnj	Frekvenca /	Ukrep
I.	49,0	10 % znižanje obremenitve
II.	48,8	dodatno 15 % znižanje
III.	48,4	dodatno 15 % znižanje
IV.	48,0	dodatno 15 % znižanje

Tabela: Stopnje podfrekvenčnega razbremenjevanja EES

96. člen

Odjemalec, priključen na prenosno omrežje, in sistemski operater distribucijskega omrežja mora vgraditi in aktivirati releje za podfrekvenčno razbremenjevanje na vsa priključna mesta na prenosnem omrežju oziroma na ustrezne SN izvode v skladu s tabelo iz prejšnjega člena in o nastavitvah ter vseh spremembah nastavitve obvestiti sistema operaterja.

Za potrebe vzpostavljanja in zagotavljanja opečnega obratovanja lahko s soglasjem sistema operaterja podfrekvenčno razbremenjevanje na posameznem priključnem mestu odstopa od navedenih zahtev.

97. člen

Sistemski operater si za namene učinkovitega omejevanja motenj zagotovi možnost ročnega daljinskega razbremenjevanja. Sistemski operaterji distribucijskega omrežja in neposredni odjemalci morajo v ta namen sistemskemu operaterju omogočiti daljinsko krmiljenje vseh odklopnikov, ki sodelujejo v podfrekvenčni shemi razbremenjevanja.

98. člen

Sistemski operater lahko na podlagi pravilnikov, standardov ali strokovnih analiz od odjemalca, priključenega na prenosno omrežje, zahteva določeno dodatno moč za podfrekvenčno razbremenjevanje in vgradnjo naprav za sistem razbremenjevanja po kriteriju hitrosti padanja frekvence (df/dt). V ta namen sklene z odjemalcem pogodbo in poda tehnične zahteve za opremo.

99. člen

V času izvajanja omejevanja vodi sistemski operater evidenco in nadzor nad učinki omejevanja po posameznih odjemnih mestih.

100. člen

Center vodenja mora biti opremljen z napravami za neprekinjeno oskrbo z električno energijo.

Stikališče mora biti opremljeno z napravami rezervnega napajanja in s sistemom neprekinjenega napajanja, ki napajajo postroje za vodenje omrežja, kot so krmiljenje, zaščitne naprave, informacijska tehnika.

4.2 Kvaliteta storitev sistemskega operaterja

101. člen

Sistemski operater je dolžan uporabniku zagotavljati kakovost napetosti na prevzemno–predajnem mestu v skladu z zahtevami o kakovosti električne energije v teh navodilih in v skladu s stanjem tehnike.

Uporabnik in sistemski operater lahko skleneta pogodbo o kakovosti električne energije, s katero se dogovorita za nestandardno kakovost električne energije in druge posebne pogoje priključitve, kot npr. rezervno napajanje, ter način preverjanja kakovosti električne energije. Sistemski operater izvod pogodbe o kakovosti električne energije, sklenjene z uporabnikom, posreduje Agenciji.

Kakovost električne napetosti mora ustrezati zahtevam iz 104. člena teh navodil. Sistemski operater uporabniku na njegovo zahtevo izda izjavo o kakovosti električne napetosti.

Izjavi o kakovosti električne napetosti sta:

1. izjava o skladnosti kakovosti napetosti, ko so na prevzemno–predajnem mestu izpolnjene zahteve o kakovosti električne energije po teh navodilih;
2. izjava o neskladnosti kakovosti napetosti, ko je kakovost na prevzemno–predajnem mestu izven zahtevanih meja teh navodil, kar sistemski operater dokumentira s priloženim tehničnim poročilom, ki vsebuje tudi opozorilo o vplivih na uporabnikove naprave in njihovo obratovanje, ogroženost funkcionalne varnosti, ogroženost varnosti in opozorilo o vplivih na živo in neživo naravo.

102. člen

Če uporabnik oporeka kakovosti električne napetosti, mora sistemski operater ali njegov pooblaščenec opraviti meritve in rezultate predati uporabniku skupaj z izjavo o kakovosti napetosti po določenih teh navodil. Če sistemski operater izda izjavo o skladnosti kakovosti električne energije, nosi stroške meritev uporabnik.

Če se uporabnik z rezultati meritev kakovosti napetosti električne energije ne strinja, lahko opravi meritve na lastne stroške oziroma o tem obvesti pristojno inšpekcijo. Uporabljene merilne naprave in metodologija merjenja morajo ustrezati stanju tehnike in morajo biti v skladu z določili predpisov s področja akreditacije in predpisov o načinu določanja organov za ugotavljanje skladnosti.

103. člen

Sistemski operater v roku osem dni preveri pripombo uporabnika glede kakovosti napetosti, vključno s prekinitvami ali omejitvami dobave, in ga o svojih ugotovitvah pisno obvesti.

104. člen

Sistemski operater je v okviru sistemskih storitev zadolžen za regulacijo frekvence in mora uporabnikom zagotavljati napetost v mejah, predpisanih v prilogi III teh navodil.

Za ocenjevanje kakovosti električne napetosti se smiselno uporablja slovenski standard SIST EN 50160.

105. člen

V kolikor se z uporabnikom drugače ne dogovorita, sistemski operater zagotovi, da skupno število in trajanje vseh nenapovedanih prekinitev dobave ali odjema na enem prevzemno-predajnem mestu v enem letu, ne preseže dovoljenega skupnega števila in trajanja prekinitev izraženega v urah in minutah, za VN omrežje, navedenega v prilogi XVIII teh navodil.

Sistemski operater je odgovoren, da načrtuje in izvaja vzdrževalna in razširitvena dela na omrežju tako, da skupna vsota skupnih letnih vsot prekinitev dobave in odjema v zadnjih 10 letih ne preseže 10-kratnih letnih vrednosti po določitih prejšnjega odstavka tega člena.

Agencija v skladu s pooblastili, določenimi v EZ, spremlja izpolnjevanje obveznosti sistemskega operaterja iz tega člena.

Določila tega člena se ne nanašajo na tiste prekinitve, ki jih je povzročil uporabnik sam in ki nastanejo zaradi višje sile.

106. člen

Naloge sistemskega operaterja so:

- vzpostavitev sistema za zajemanje in shranjevanje podatkov o prekinitvah dobave in odjema električne energije v skladu z določili teh navodil na celotnem prenosnem omrežju za vsa prevzemno-predajna mesta;
- vzpostavitev stalnega spremljanja – monitoringa kakovosti napetosti v skladu s temi navodili na zbiralkah VN/VN in VN/SN razdelilnih transformatorskih postaj, na meji med prenosnim in distribucijskim omrežjem in na točkah povezav prenosnega omrežja s sosednjimi sistemi (interkonekcija) ter periodičnega preverjanja stanja kakovosti električne energije;
- izdelava letnih analiz nivoja motenj v skladu z določili teh navodil, določitev njihovega trenda, izdelava primerjave z nivojem načrtovanja za posamezne dele omrežja in posredovanje analiz izvajalcem distribucije električne energije, Agenciji ter uporabnikom;
- izdelava in hranjenje tehnične dokumentacije v zvezi z izdajo izjav o skladnosti kakovosti električne energije, na podlagi katere je mogoč vpogled v preteklo desetletno obdobje.

107. člen

Sistemski operater ima pravico preverjati ali so elektroenergetski objekti uporabnika projektirani in izvedeni po predpisih, standardih in pogojih iz soglasja za priključitev tako, da ne povzročajo motenj pri dobavi in uporabi električne

energije ter pri ravnanju z električnimi aparati. Sistemski operater ima pravico preverjati, ali je notranji priključek uporabnika v brezhibnem tehničnem stanju. Sistemski operater ugotavlja motnje, ki jih drugemu uporabniku prenosnega omrežja s svojim odjemom ali proizvodnjo električne energije povzroča uporabnik, priključen na prenosno omrežje, na katerem sistemski operater izvaja javno službo. Uporabnik prenosnega omrežja v informacijski sistem, katerega upravlja sistemski operater, beleži obratovalne podatke na svojih EEN. Na podlagi teh podatkov sistemski operater izdelava letno statistično sporočilo. Sistemski operater od uporabnika zahteva odpravo motenj, če te prekoračijo vrednosti, določene s temi navodili.

108. člen

Uporabnik je dolžan sistemskega operaterja nemudoma obvestiti o okvarah na svojih EEN, zlasti o okvarah, ki lahko povzročijo motnje v prenosnem omrežju ali ogrozijo varnost ljudi in premoženja.

4.3 Zaščitni sistemi v EES

109. člen

Sistemski operater nadzira in koordinira delovanje zaščitnih sistemov vseh EEN v prenosnem omrežju preko svojega nadzornega sistema. Sistemski operater določa gospodarne izbire zaščitne opreme na prenosnem omrežju glede tehnološke združljivosti, tipizacije, programske združljivosti, zanesljivosti in kakovosti.

110. člen

Uporabnik, ki je priključen na prenosno omrežje, je sistemskega operaterja v realnem času dolžan zagotoviti prenos podatkov o delovanju njegovih zaščitnih sistemov, ki so pomembni za delovanje prenosnega omrežja, in ki jih sistemski operater predpiše v pogodbi o priključitvi uporabnika na prenosno omrežje. Sistemski operater in uporabnik si izmenjujeta informacije ob nastanku večje havarije, nepravilnega delovanja zaščite in podatke, potrebne za analizo motenj in izpadov.

111. člen

Odgovornosti in naloge sistemskega operaterja so naslednje:

- odgovoren je za izvajanje rednih in izrednih pregledov ter preizkušanj zaščitnih sistemov prenosnega omrežja pri uporabnikih za zaščitne sisteme v funkciji prenosnega sistema,
- uporabniku posreduje zahteve za spremembe zaščitnih sistemov in nastavitve parametrov, ki so potrebne za izboljšanje obratovanja EES,
- uporabniku posreduje zahteve za spremembo ozemljitve zvezdišč transformatorjev.

112. člen

Uporabnik za vsako željeno spremembo na zaščitnem sistemu svojih EEN predhodno pridobi soglasje sistemskega operaterja.

4.4 Načrtovanje obratovanja EES

113. člen

Sistemski operater z načrtovanjem obratovanja EES omogoča obvladovanje kratko in srednje trajajočih dogodkov, kot so spremembe obratovalnih stanj EEN prenosnega omrežja in proizvodnih enot, ki so priključene na prenosno omrežje, zaradi servisnih in vzdrževalnih del ter odprave okvar na teh napravah oziroma njihovi opremi. K omenjenim dogodkom spadajo tudi spremembe obratovalnih stanj EEN zaradi del v javno korist in zaradi del pri gradnji in rekonstrukciji objektov, za katere je potrebno pridobiti gradbeno dovoljenje.

Načrtovanje obratovanja mora ustrezno obvladovati tudi najavljene prenose električne energije, odobrene v okviru načrtovanja vsakodnevnega obratovalnega dogajanja, ter njihove kratkotrajne spremembe. Tako se npr. proizvajalec za uveljavitev občasne utemeljene spremembe angažiranja agregatov ali elektrarn v najkrajšem času uskladi s sistemskim operaterjem in se z njim dogovori o spremenjenem voznem redu.

114. člen

Sistemski operater in uporabnik prenosnega omrežja se morata pravočasno medsebojno obveščati o naravi, obsegu in trajanju sprememb, ki presegajo okvire pogodbe o priključitvi na prenosno omrežje.

115. člen

Sistemski operater ima pravico preverjati ali so elektroenergetski objekti uporabnika projektirani in izvedeni po predpisih, standardih in pogojih iz soglasja za priključitev tako, da ne povzročajo motenj pri dobavi in uporabi električne energije ter pri ravnanju z električnimi aparati. Sistemski operater ima pravico preverjati, ali je notranji priključek uporabnika v brezhibnem tehničnem stanju.

Sistemski operater ugotavlja motnje, ki jih drugemu uporabniku prenosnega omrežja s svojim odjemom ali proizvodnjo električne energije povzroča uporabnik, priključen na prenosno omrežje, na katerem sistemski operater izvaja javno službo.

Sistemski operater in Uporabniki prenosnega omrežja v informacijski sistem, s katerim upravlja sistemski operater, beležijo obratovalne podatke na svojih EEN. Na podlagi teh podatkov sistemski operater izdela letno statistično sporočilo. Kazalci Statističnega poročila so ena od podlag za ustrezne posege na EE napravah-vzdrževanje, posodobitve, rekonstrukcije, širitev in razvoj prenosnega omrežja in EE elementov, priključenih na EES, vse v smislu zanesljive in varne oskrbe z el. energijo. Za tekočo funkcionalnost informacijskega sistema in stalnega nadzora spremljanja in beleženja obratovalnih podatkov na svojih napravah priključenih na EES Slovenije, se ustanovi komisija za obratovalno statistiko in pripravljenost EE naprav. Komisijo tvorijo predstavniki Sistemskega operaterja in Uporabnikov. Sistemski operater od uporabnika zahteva odpravo motenj, če te prekoračijo vrednosti, določene s temi navodili.

4.4.1 Kriterij n-1 pri načrtovanju obratovanja

116. člen

Sistemski operater pri načrtovanju obratovanja upošteva kriterij n-1, skladno z zahtevami iz priloge IV teh navodil, in ustrezno konfigurira prenosno omrežje.

117. člen

Temelj za analize stanja EES za obravnavane časovne intervale so vse odobrene dobave električne energije, vključno s planiranimi rezervami in načrtovanim stanjem omrežja. K stanju omrežja spadajo tudi načrtovani odklopi elementov EES in proizvodnih enot.

118. člen

Sistemski operater se lahko v primerih, ko zaradi konfiguracije omrežja ni mogoče drugače ravnati, s proizvajalcem dogovori za spremembo angažiranja proizvodnje oziroma prekine dobavo električne energije v primerih:

- rednega ali izrednega vzdrževanja,
- pregleda ali remonta,
- preizkusov ali kontrolnih meritev,
- razširitve omrežja.

4.4.2 Načrtovanje del na prenosnem omrežju

119. člen

Lastnik EEN oziroma njegov pooblaščenec (kot so sistemski operater, proizvajalec, sistemski operater distribucijskega omrežja ter odjemalec, priključen na visokonapetostnem nivoju), do 01. 10. tekočega leta izdela predlog letnega plana rednih vzdrževalnih del na elementih prenosnega omrežja za naslednje leto. Sistemski operater v sodelovanju s pooblaščenecem lastnika elementov prenosnega omrežja in s sistemskimi operaterji sosednjih omrežij uskladi plan vzdrževalnih del po določenih časovnih obdobjih na osnovi že prijavljenih in predvidenih prenosnih storitev tako, da se kljub izklopu vzdrževanih elementov ohranja čim višja prenosna zmogljivost omrežja in se pri tem zagotovi sigurnostni kriterij n-1 na tistih delih prenosnega omrežja, kjer je to mogoče.

120. člen

Odgovorna oseba lastnika EEN (v nadaljnjem besedilu: odgovorna oseba), naveden v 119. členu teh navodil kot pooblaščenec, mora najaviti vse planirane in izredne izklope na rednih periodičnih sestankih pristojne službe sistema operaterja (Služba za vodenje EES) najmanj dva delovna dneva pred predvidenim izklopom, oziroma vsaj 10 dni pred predvidenim izklopom za elemente prenosnega omrežja, katerih izklope je potrebno uskladiti s sistemskimi operaterji sosednjega ali sosednjih prenosnih omrežij. Za odobritev najavljenih izklopov mora odgovorna oseba zaprositi v pisni obliki z depešo.

Odgovorna oseba je dolžna pred oddajo depešne prošnje za izklop EEN predhodno informirati solastnika zaradi morebitnega usklajevanja vzdrževalnih del. Če dela na izklopljeni napravi potekajo istočasno (v istem izklopnem terminu) na več deloviščih, odgovorna oseba določi koordinatorja del.

Odgovorna oseba sistemskega operaterja zaprosi za potrditev predhodno najavljenega izklopa z depešo vsaj 72 ur pred predvidenim izklopom. Pri izrednih izklopih je izjemoma lahko čas za oddajo depeše krajši. Odgovorna oseba sistemskemu operaterju prav tako z depešo sporoči konec odobrenih del in zaprosi za vklop izklopljene naprave, oziroma depešno obvesti sistemskega operaterja o pripravljenosti izklopljene naprave za vklop, ko je operater OCV koordinator stikalnih manipulacij. Za podaljšanje odobrenega izklopa odgovorna oseba zaprosi z depešo, čim ugotovi, da predvidenih del ne bo mogoče izvesti v času odobrenega izklopa.

121. člen

Sistemskega operaterja je predlagan izklop dolžan odobriti oziroma z utemeljitvijo zavrniti depešno najmanj 24 ur pred predlaganim začetkom del, za dela ob vikendih in praznikih pa do 12. ure zadnjega delovnega dne. Neposredno pred izklopom sistemski operater preveri, ali izklop elementa prenosnega omrežja oziroma EEN ne ogroža izvajanja prenosnih storitev in sigurnosti delovanja prenosnega omrežja ter na osnovi tega preverjanja predhodno odobritev potrdi ali utemeljeno prekliče.

122. člen

O odpovedi odobrenega izklopa je odgovorna oseba pred predvidenim izklopom z depešo dolžna obvestiti sistemskega operaterja.

4.4.3 Načrtovanje del na proizvodnih enotah

123. člen

Proizvodno podjetje v sodelovanju s sistemskim operaterjem vsako leto izdela letni plan zaustavitve proizvodnih enot zaradi rednih vzdrževalnih del. Sistemski operater na osnovi že prijavljenih in predvidenih prenosnih storitev razporedi vzdrževalna dela po določenih časovnih obdobjih tako, da se kljub zaustavitvi zaradi izvajanja vzdrževanja proizvodnih enot ohranja čim višja prenosna zmogljivost omrežja in s tem zagotovi kriterij n-1 na tistih delih prenosnega omrežja, kjer je to mogoče.

124. člen

Proizvodno podjetje sistemskemu operaterju depešno sporoči začetek, konec, prekinitev, podaljšanje ali preložitve načrtovane zaustavitve proizvodne enote. Prestavitev planskega roka zaustavitve z navedbo vzrokov in predlaganim novim terminom proizvodno podjetje z depešo sporoči sistemskemu operaterju vsaj 10 dni pred predvidenim začetkom del oziroma je, če vzroka za prestatitev ni bilo mogoče predvideti, ta rok lahko izjemoma krajši. Sistemski operater pred začetkom načrtovane zaustavitve preveri, ali zaustavitev proizvodne enote zaradi vzdrževanja ne bo ogrozila sigurnosti obratovanja EES. Na podlagi preverjanja zaustavitve z depešo odobri ali pa proizvodnemu podjetju predlaga prestatitev na nov termin s tehnično utemeljitvijo vzrokov najmanj 72 ur pred predvideno zaustavitvijo. Proizvodno podjetje je dolžno upoštevati zahtevano prestatitev vzdrževanja proizvodne enote in s sistemskim operaterjem določiti nov termin načrtovane zaustavitve.

125. člen

V primeru rednih ali izrednih testiranj na proizvodnih enotah nad 100 MW nazivne moči, ki se izvajajo pri normalni ali zmanjšani obremenitvi in lahko povzročijo izpad proizvodne enote ter s tem ogrozijo zanesljivo obratovanje EES, proizvodno podjetje z depešo najavi nameravano izvajanje testiranj najmanj 72 ur pred začetkom.

Sistemski operater najmanj 48 ur, ob nedeljah in praznikih pa do 12. ure zadnjega delovnega dne, pred predlaganim začetkom aktivnosti le-te odobri ali utemeljeno zavrne in v primeru zavrnitve depešno predlaga ustrežnejši termin.

126. člen

Neposredno pred izklopom proizvodne enote sistemski operater preveri ali zaproseni izklop ne ogroža sigurnosti delovanja prenosnega omrežja ter na osnovi tega preverjanja predhodno odobritev potrdi ali utemeljeno prekliče.

127. člen

Prekinitev proizvodnje ali zmanjšanje zmogljivosti proizvodnih enot, ki niso v letnem planu načrtovanih zaustavitev, a je njihova izvršitev nujna zaradi preprečevanja nastanka ali širitve motenj, ki bi lahko povzročile okvaro oz. razširitev okvare, zahtevajo naslednje:

- proizvodno podjetje z depešo najavi zaustavitev oziroma zmanjšanje zmogljivosti proizvodne enote najmanj 72 ur pred njenim začetkom. Če potrebe po tem ukrepu ni bilo mogoče prej predvideti, je rok najave izjemoma lahko krajši;
- sistemski operater predlagan ukrep odobri ali utemeljeno zavrne z depešo najmanj 48 ur pred predlaganim začetkom del, za dela ob vikendih in praznikih pa do 12. ure zadnjega delovnega dne.
- odpoved ali spremembo začetka ali trajanja odobrenih del proizvodno podjetje z depešo sporoči sistemskemu operaterju do 9. ure en dan pred predvidenim začetkom izvajanja del;
- po zaključku del proizvodno podjetje nemudoma depešno obvesti sistema operaterja o ponovni razpoložljivosti proizvodne enote.

4.5 Vodenje obratovanja EES

128. člen

Vodenje obratovanja obsega naloge sistema operaterja v okviru koordinacije angažiranja proizvodnih enot, vodenja omrežja ter obratovanja EES v interkonekciji. Vodenje obratovanja poteka iz RCV ali v posebnih primerih iz rezervnega centra vodenja sistema in ostalih centrov vodenja.

Vodenje obratovanja temelji na načrtovanju obratovanja s ciljem obvladovanja posledic motenj in okvar v okvirih trenutno razpoložljivih obratovalnih možnosti.

4.5.1 Razmejitev vodenja med sistemskim operaterjem in odjemalcem oziroma proizvajalcem

129. člen

Razmejitev vodenja med sistemskim operaterjem in odjemalcem oziroma proizvajalcem je na stičnem mestu med odjemalcem oziroma proizvajalcem in prenosnim omrežjem, ki je na 400 kV, 220 kV ali 110 kV strani visokonapetostnega močnostnega transformatorja proizvajalca oziroma odjemalca.

130. člen

Kompetence vodenja sovpadajo s stičnim mestom prenosnega omrežja. Sistemski operater vodi in krmili elemente 400 kV, 220 kV in 110 kV omrežja vse do 400 kV, 220 kV in 110 kV odklopnika močnostnega transformatorja odjemalca ali proizvajalca.

Tako sistemski operater vodi in krmili odklopnike in ločilnike polj vodov, zvezna polja zbiralk, obhodna polja, vzdolžne zbiralnične ločilnike, zbiralnične ločilnike transformatorjev, merilna polja 400 kV, 220 kV in 110 kV, ki so namenjena za zaščito prenosnega omrežja in meritve dobavljene energije ter moči.

V posameznih primerih so dovoljena odstopanja pri krmiljenju VN naprav, tako da jih lastnik krmili po nalogu sistema operaterja, dokler sistemski operater nima ustreznih tehničnih možnosti.

Zaradi tehničnih ali obratovalnih razlogov (npr. izpad daljinskega krmiljenja, prekop sistema zbiralk) lahko sistemski operater preda krmiljenje lastniku stikališča oziroma njegovemu pooblaščenцу.

131. člen

Sistemski operater ob izklopu transformatorja z ozemljenim zvezdiščem zagotavlja pravilno delovanje zaščitnih naprav.

Lastnik oziroma njegov pooblaščenec pred izklopom 110 kV odklopnika transformatorja 110/x kV z ozemljenim zvezdiščem ozemlji zvezdišče drugega transformatorja 110/x kV v isti transformatorski postaji, če za to obstajajo tehnične možnosti.

V primeru, ko lastnik oziroma njegov pooblaščenec ne more ozemljiti zvezdišča drugega transformatorja 110/x kV v isti transformatorski postaji, zaprosi sistema operaterja za soglasje k izklopu.

132. člen

Za potrebe nadzora odjemalec in proizvajalec sistemskemu operaterju omogočata zajemanje položajnih stanj in meritev iz vseh 400 kV, 220 kV in 110 kV odvodnih polj.

4.5.2 Normalno obratovanje

133. člen

Sistemski operater vodi obratovanje EES v svojem regulacijskem območju tako, da se odobreni prenosi električne energije lahko izvedejo tudi pri sigurnosti n-1 brez nedopustnih omejitev.

Sistemski operater je ogroženo n-1 sigurnost dolžan odpraviti v najkrajšem času glede na možnosti obratovanja.

134. člen

Pri izvajanju del sistemski operater izvaja ali koordinira izvedbo stikalnih manipulacij vključno z ozemljevanjem ter o izvedenih stikalnih manipulacijah dokumentirano obvešča koordinatorja del v skladu s prilogo X teh navodil. Za izvajanje varnostnih ukrepov pri delu je odgovoren lastnik elementov prenosnega omrežja oziroma z njegove strani pooblaščen izvajalec vzdrževalnih del.

135. člen

Če v svojem omrežju sistemski operater uporablja optimizacijo napetostnih profilov in proizvodnje jalovih moči (U/Q), v katero so lahko vključena tudi sosednja omrežja, se izvede usklajevanje na posameznih stičnih mestih omrežij, in sicer:

- razširitev U/Q optimizacije na prve zanke sosednjega omrežja s ciljem eventualnega spreminjanja napetostnega profila v dobro obeh partnerjev,
- oskrba z izmerjenimi vrednostmi iz skupnih dajalnikov izmerjenih vrednosti ali izmenjava ocenjenih vrednosti,
- pri prekoračitvi napetostne omejitve sistemski operater ali uporabnik ukrepa tako, da se napetosti povrnejo znotraj dopustnih meja,
- zagotovitev regionalne / lokalne rezerve jalove moči.

136. člen

Ob veliki oz. majhni obremenitvi sistemski operater ukrepa tako, da vzpostavi ustrezen napetostni profil. Ukrepi se nanašajo na:

- obratovanje kompenzacijskih naprav, npr. kompenzacijske dušilke, kondenzatorske baterije in FACTS naprave,
- transformatorje z regulacijo odcepov pod obremenitvijo,
- zagotavljanje jalove moči iz proizvodnih enot in iz prevzbujenih / podvzbujenih faznih kompenzatorjev,
- preklapljanje vodov,
- izklop ustreznih, pogodbeno dogovorjenih bremen, npr. črpalno obratovanje črpalnih elektrarn.

Ustrezna navodila za stikalne manipulacije v omrežju se po nalogu sistema operaterja izvajajo brez zakasnitve oziroma jih sistemski operater na prenosnem omrežju izvaja daljinsko.

4.5.3 Moteno obratovanje

137. člen

Za moteno obratovanje se štejejo naslednja stanja: stanje pripravljenosti, krizno stanje, stanje razpadanja in stanje vzpostavljanja.

Presoja ali je stanje sistema normalno ali moteno je v pristojnosti sistemskega operaterja.

138. člen

Sistemski operater je odgovoren in pooblaščen, da z ustreznimi tehničnimi ukrepi prepreči širitev motenj in ob nastopu motenega obratovanja v čim krajšem možnem času vzpostavi normalno obratovalno stanje. V ta namen pripravi plan postopkov za ukrepanje v primeru nastopa motenega obratovanja in si zagotovi zadostno število proizvodnih enot za namene otočnega obratovanja ter proizvodnih enot s sposobnostjo zagona agregata brez zunanje napajanja. Uporabnik, priključen na prenosno omrežje, za svoje naprave izdelava plan obratovanja ob nastopu motenj, ki mora biti usklajen s planom sistemskega operaterja. Postopek usklajevanja vodi sistemski operater.

S plani usklajeni tehnični ukrepi imajo prednost pred individualnimi interesi uporabnika prenosnega omrežja in jih je uporabnik dolžan izvesti v najkrajšem možnem času po dani zahtevi s strani sistemskega operaterja.

139. člen

Sistemski operater si s pomočjo daljinskega prenosa podatkov o omrežnih spremenljivkah, kot so merilne vrednosti, signali delovanja zaščit, signali okvar na napravah in položajna javljanja, v svoje centre vodenja zagotovi pravočasno zaznavanje izrednih obratovalnih stanj. Naštete informacije morajo biti v centre vodenja za namene pravočasnega in ustreznega ukrepanja posredovane hitro in zanesljivo.

Uporabnik, priključen na prenosno omrežje, je sistemskemu operaterju iz svojih naprav dolžan brezpogojno omogočiti zajemanje in prenos informacij za pravočasno in zanesljivo zaznavanje izrednih obratovalnih stanj.

4.5.3.1 Komuniciranje v primeru motenega obratovanja EES

140. člen

V primeru motenega obratovanja so lahko običajne komunikacijske smeri – zaradi izpadov komunikacijskih povezav, posebnih načinov komuniciranja v skladu s podrobneje izdelanimi načrti ob nastopu motenj, potreb po hitrem ukrepanju – spremenjene. Spremembe so lahko sledeče:

- operater RCV lahko zaradi potrebe po hitrem ukrepanju komunicira neposredno z dežurnim osebjem na proizvodni enoti ali dežurnim osebjem neposrednih odjemalcev in distribucijskega podjetja;
- operater OCV lahko glede na podrobno izdelane plane za izredna obratovalna stanja ali na osnovi lastne strokovne presoje glede na potrebo po hitrih ukrepih neposredno komunicira z dežurnim osebjem na proizvodni enotah ali dežurnim osebjem neposrednih odjemalcev in distribucijskega podjetja.

Uporabnik prenosnega omrežja je dolžan ravnati po prejšnjem odstavku tega člena in zahteve sistemskega operaterja izvesti znotraj tehničnih zmogljivosti svojih naprav.

4.5.3.2 Ukrepanje v stanju pripravljenosti

141. člen

V stanju pripravljenosti sistemski operater ukrepa:

- v okviru možnosti, ki jih nudijo zakupljene sistemske storitve,
- z omejevanjem novih dostopov do čezmejnih prenosnih zmogljivosti,
- z razbremenjevanjem omrežja s prerazporeditvijo proizvodnje,
- z nakupom ali prodajo električne energije za izravnavo odstopanj od voznega reda,
- s spremembo topologije prenosnega omrežja ali
- z omejevanjem porabe odjemalcev, s katerimi ima sklenjeno ustrezno pogodbo.

V tem obratovalnem stanju sistemski operater zagotavlja prenos električne energije po veljavnih voznih redih, razen pri proizvodnih enotah iz 3. alineje prejšnjega odstavka.

Sistemski operater lahko, dokler ni vzpostavljeno normalno obratovalno stanje, zahteva preložitev planiranih izklopov elementov EES (DV, TR in proizvodne enote).

4.5.3.3 Ukrepanje v kriznem stanju

142. člen

Sistemski operater ob nastopu kriznega stanja izvede ustrezne tehnične ukrepe za preprečevanje širjenja motenj in ponovno vzpostavitev normalnega obratovalnega stanja. Ti ukrepi lahko poleg ukrepov, ki so predvideni za stanje pripravljenosti, obsegajo še:

- razbremenitev v skladu z Uredbo o omejevanju obtežb,
- odpoved dodeljenih dostopov do ČZP,
- znižanje zelenih vrednosti regulatorjev napetosti, blokiranje regulatorjev napetosti na transformatorjih prenosnega in distribucijskega omrežja, izklop U/Q optimizacije,
- izklop uporabnika prenosnega omrežja, ki ogroža stabilno delovanje EES,
- dvig proizvodnje delovne moči na enotah, ki niso v primarni, sekundarni ali terciarni regulaciji frekvence in imajo še ustrezne rezerve,
- dvig proizvodnje jalove moči,
- zagon proizvodne enote, ki je v obratovalni pripravljenosti in jih sistemski operater ni zakupil v okviru sistemskih storitev,
- prekinitev del na elementih EES in njihov vklop v najkrajšem možnem času.

Sistemski operater je dolžan poravnati stroške angažirane električne energije v skladu s pogodbo oziroma dogovorom, sicer pa v primeru višje sile ni dolžan vnaprej obveščati odjemalca oziroma trgovca o izvajanju nujnih ukrepov in ne odgovarja za nastalo škodo zaradi prekinitev del na elementih EES, nedobavljene električne energije, neustrezne kakovosti dobavljene električne energije in odpovedi čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

V primeru kriznega stanja v sistemu sistemski operater o tem obvestiti sosednje sistemske operaterje.

4.5.3.3.1 *Preprečevanje napetostnega zloma*

143. člen

Sistemski operater preprečuje nastop napetostnega zloma z naslednjimi možnimi ukrepi:

- dvigom proizvodnje jalove moči proizvodne enote,
- s spremembo proizvodnje in pretokov delovne moči,
- z opozorilom sistemskim operaterjem sosednjih omrežij na nizki napetostni profil,
- z reduciranjem želene vrednosti regulatorja napetosti v razdelilnih transformatorskih postajah,
- z blokiranjem delovanja regulatorjev napetosti oziroma vgradnjo avtomatov za avtomatsko blokado regulatorjev napetosti na transformatorjih z odcepi in
- kot zadnji ukrep, če so kljub vsem predhodno naštetim ukrepom napetosti še vedno nizke, poteka omejevanje odjema v skladu z Uredbo o omejevanju obtežb.

Pri paralelno delujočih transformatorjih operater OCV z usklajenim delovanjem regulatorjev napetosti prepreči neželjeno kroženje jalovih moči.

4.5.3.3.2 *Omejevanje večjih motenj*

144. člen

Sistemski operater ob trajnem znižanju frekvenca pod 49,8 Hz, ob upoštevanju zmogljivosti prenosnega omrežja, z ukrepi iz prejšnjih členov teh navodil, ki so še na razpolago, prepreči širjenje motenj in vzpostavi normalno obratovalno stanje. Informacijo o odstopanju frekvenca posreduje proizvajalcu in odjemalcu, priključenemu na prenosno omrežje, ki je dolžan ukrepati v skladu z navodili sistemskega operaterja.

4.5.3.3.3 *Odklop proizvodne enote od omrežja iz varnostnih razlogov*

145. člen

Proizvodna enota, priključena na prenosno omrežje, mora v primeru izpada, zaradi zniževanja frekvenca, preiti na obratovanje na lastni rabi in v tem stanju obratovati najmanj 3 ure. Tako je pripravljena za hitro angažiranje pri ponovni vzpostavitvi oskrbe z električno energijo.

146. člen

Sistemski operater lahko zahteva izklop proizvodne enote, če le ta ogroža sigurnost obratovanja EES.

147. člen

Proizvodno enoto je potrebno odklopiti od omrežja, ko napetost pade pod 80 % nazivne vrednosti (400 / 220 / 110 kV) na visokonapetostni strani močnostnega transformatorja.

4.5.3.4 Shema vzpostavljanja omrežja po razpadu

148. člen

Uporabnik prenosnega omrežja pripravi shemo ukrepov za primer nastopa večjih motenj v sistemu, ki mora biti usklajena s sistemskim operaterjem kot del sheme na višjem nivoju.

Sistemski operater lahko od uporabnika prenosnega omrežja zahteva preizkus izvajanja ukrepov iz prejšnjega odstavka tega člena.

149. člen

Sistemski operater stalno nadzoruje parametre EES kot so frekvenca, napetost vozlišč omrežja in obremenitve elementov omrežja in z modeli računsko preverja kritično stopnjo zanesljivosti za:

- izpad poljubnega elementa, npr. generatorja, voda, transformatorja – sigurnost n-1,
- posebne primere, kot so okvare zbiralk ali kombinirani izpadi več elementov.

150. člen

Pred ponovno vzpostavitvijo omrežja operater v centru vodenja in elektrarni izvede naslednje ukrepe:

- blokira sekundarno regulacijo frekvence in delovne moči,
- aktivira primarno regulacijo frekvence, če je le-ta blokirana,
- blokira regulacijo napetosti na transformatorjih z odcepi in agregatih,
- stabilizira ločene dele omrežja, ki še obratujejo,
- izklopi odklopnike v delih omrežja brez napetosti v skladu s predhodno izdelanimi navodili.

Med ponovno vzpostavitvijo omrežja operater v centru vodenja izvede naslednje ukrepe:

- zagotovi napajanje lastne rabe jedrske elektrarne v skladu s prilogo IX teh navodil,
- zagotovi napajanje lastne rabe elektrarn,
- priključi razpoložljive elektrarne na dele omrežja, ki so pod napetostjo (Priloga XV teh navodil),
- zagotovi napajanje odjemalcem (po seznamu prioritete, ki jih izdelata sistemski operater in sistemski operaterji distribucijskih območij) glede na razpoložljivo proizvodno zmogljivost,
- vzdržuje primeren napetostni nivo za preprečevanje prekomernega povečanja napetosti po priključitvi vodov,
- zagotovi izmenjavo informacij o stanju EES s sistemskimi operaterji sosednjih omrežij.

151. člen

V primeru ločitve od ostalih sistemov v interkonekciji sistemski operater v sodelovanju s sistemskim operaterjem sosednjega prenosnega omrežja v čim krajšem času ponovno vzpostavi povezavo s sosednjimi sistemi. Vsa vozlišča

interkonekcijskih povezav morajo imeti vgrajene naprave za sinhronizacijo ali paralelno spajanje. Sistemski operater se poveže z omrežji sosednjih sistemskih operaterjev le v primeru, če obratujejo stabilno.

Sistemski operater vzpostavi obratovanje slovenskega EES s proizvodnimi enotami v svojem regulacijskem območju z upoštevanjem prioritete priključevanja uporabnikov prenosnega omrežja. Pri razpadu uporabnik prenosnega omrežja na zahtevo sistema operaterja na sekundarni strani transformatorja izklopi vse odvode v breznapetostnem stanju in transformator obremenjuje v skladu z izdelano prioriteto in razpoložljivo močjo po navodilih sistema operaterja. Pri tem je sistemski operater dolžan izvršiti naslednje ukrepe:

- v delih omrežja brez napajanja zagotovi napetost glede na trenutno zmogljivost razpoložljivih elektrarn oziroma elektrarn z zmožnostjo zagona brez zunanjega napajanja ter s povezovanjem s sosednjimi EES,
- proizvodna enota mora obratovati pod nazivno močjo, tako da zagotavlja regulacijo delovne moči in frekvence v obe smeri,
- odjem v omrežju se mora povečevati v ustrezno majhnih korakih glede na regulacijsko sposobnost obratujočih agregatov.

152. člen

Pri splošnem razpadu prenosnega sistema na otoke v regulacijskem območju in izven njegovih meja je ključnega pomena medsebojna izmenjava informacij med sistemskimi operaterji in medsebojna koordinacija ukrepov na naslednji način:

- sistemski operater prizadetega omrežja se v najkrajšem času dogovori s sistemskimi operaterji sosednjih omrežij o ukrepih za stabilizacijo otočno obratujočih sistemov;
- sistemski operaterji medsebojno uskladijo ukrepe, kot so regulacija frekvence, izklop naprav, uporaba kompenzacijskih naprav, sekcioniranje omrežja in podobno;
- ponovno vzpostavljanje obratovanja prenosnega omrežja ima prednost pred ponovno vzpostavitvijo napajanja odjemalcev;
- ponovna priključitev odjema v omrežju se izvaja po postopku, kot velja pri okvari na prenosnem sistemu brez podpore iz ostalih prenosnih sistemov.

4.5.4 Vodenje obratovanja v interkonekciji in sodelovanje z drugimi sistemskimi operaterji

153. člen

Sodelovanje sistema operaterja s sistemskimi operaterji drugih prenosnih omrežij poteka na nivoju:

- regulacijskega bloka Slovenija - Hrvaška - Bosna in Hercegovina in
- z drugimi sistemskimi operaterji prenosnih omrežij z namenom zagotavljanja varnega in zanesljivega obratovanja interkonekcijskega sistema.

4.5.4.1 Odgovornost za obratovanje sistema v interkonekciji

154. člen

Sistemski operater v sodelovanju s sistemskimi operaterji sosednjih prenosnih omrežij skrbi za usklajeno regulacijo delovne moči in napetosti med regulacijskimi območji.

155. člen

Sistemski operater usklajuje in nadzira vozne rede izmenjav z drugimi pristojnimi sistemskimi operaterji.

156. člen

Z namenom izpolnjevanja n-1 kriterija na širšem območju sistema operaterja s sistemskimi operaterji drugih EES koordinira izklope elementov EES, katerih obratovanje pomembno vpliva na obratovanje njihovih omrežij.

4.5.4.2 Obračun nenačrtovane izmenjave v interkonekcijskem omrežju

157. člen

Nenačrtovane količine izmenjave električne energije med EES se obračunavajo v predpisanem časovnem obdobju. Vračanje obračunanih nenačrtovanih odstopanj se kompenzira v dogovorjenem časovnem obdobju s t.i. programom kompenzacije, ločeno po predpisanih tarifah in sezonah v skladu s pravili UCTE.

158. člen

Kot vodja regulacijskega bloka je sistemski operater zadolžen za usklajeno določanje vozni redov načrtovanih izmenjav in programov kompenzacije nenačrtovanih izmenjav, t.j. obračunov v okviru obračunskega bloka in v okviru koordinacijskega centra ETRANS v Laufenburgu v Švici.

159. člen

Ob delovnih dneh član regulacijskega bloka sporoči sistemskemu operaterju želeno vrednost vozni redov izmenjav, ki jih je za naslednji dan dogovoril z drugimi sistemskimi operaterji. Vozni red je definiran za vsako mejo posameznega sistema operaterja s sosednjimi omrežji. Sistemski operater preveri, ali je vsota vseh vozni redov izmenjav članov bloka za vsako časovno obdobje enaka (z nasprotnim predznakom) vsoti vozni redov izmenjav na mejah regulacijskega bloka, ki jih je prejel od sistemskih operaterjev sosednjih prenosnih omrežij izven regulacijskega bloka. Po uskladitvi vozne reda izmenjav regulacijskega bloka sistemski operater posreduje podatke koordinacijskemu centru.

160. člen

V primeru spremembe že potrjenega vozne reda izmenjav v vsakodnevnem obratovanju član regulacijskega bloka sistemskemu operaterju sporoči vrednost načrtovanih izmenjav. Sistemski operater preveri veljavnost tega sporočila in ga posreduje koordinacijskemu centru, ki mu vrne potrjeno spremembo vozne reda, sistemski operater pa potrditev posreduje članu regulacijskega bloka.

161. člen

Sistemski operater posreduje potrjene podatke izmenjav električne energije na mejah regulacijskega bloka koordinacijskemu centru.

Koordinacijski center izdela obračun za vsak regulacijski blok za vsak dan v obliki 24-urne bilance, ločene po tarifah in ga vsak delovni dan uskladi z vodji regulacijskih blokov.

162. člen

Na osnovi potrjenih podatkov o pretokih električne energije na mejah med člani regulacijskega bloka in obračuna koordinacijskega centra sistemski operater izdela obračun za posameznega člana regulacijskega bloka. Obračun v obliki 24-urne bilance, ločene po tarifah, posreduje članu regulacijskega bloka.

163. člen

Vsako sredo do 14:00 ure sistemski operater za člane regulacijskega bloka izračuna program kompenzacije nenačrtovanih izmenjav za obdobje naslednjih 7 dni. Izračun temelji na kumulativnem saldu nenačrtovanih izmenjav posameznega člana ob izteku preteklega tedna, to je od ponedeljka 00:00 ure do nedelje 24:00 ure.

164. člen

Vsako sredo do 14:00 ure članu regulacijskega bloka sistemski operater pošlje poročilo o nenačrtovanih izmenjavah. Ta informacija obsega vsote načrtovanih izmenjav in dejanske izmenjave regulacijskega območja v preteklem tednu ter kompenzacijski program za naslednje obdobje.

4.5.4.3 Izmenjava informacij

165. člen

Za namene zagotavljanja višje stopnje sigurnosti obratovanja EES sistemski operaterji med sabo izmenjajo dogovorjene podatke.

166. člen

Sistemski operater v fazi načrtovanja obratovanja in vodenja sistema s sosednjimi sistemskimi operaterji izmenja naslednje podatke:

- načrtovane izklope pomembnih elementov EES, kot so interkonekcijska povezava, transformator ali elektrarna,
- dogovore glede napetostnih nivojev za določena obdobja,
- ekvivalente omrežij,
- vozne rede izmenjav preko meja regulacijskih območij, ki se ga posreduje tudi vodji regulacijskega bloka, da lahko izračuna nenačrtovane prenose energije,
- pričakovana ozka grla v omrežju,
- podatke za usklajevanje obratovanja v primeru motenj.

167. člen

Na podlagi dvostranskih dogovorov sistemski operater zagotovi izmenjavo merjenih vrednosti napetosti, delovne in jalove moči ter signalov iz povezovalnih naprav, kot so interkonekcijski vodi in transformatorji ter signalov iz bližnjih delov sosednjih omrežij.

5 Načrtovanje razvoja prenosnega omrežja

5.1 Kriteriji razvoja prenosnega omrežja

168. člen

Sistemski operater načrtuje prenosno omrežje na osnovi:

- strategije razvoja Slovenije,
- nacionalne energetske politike (NEP, Strategija gospodarskega razvoja, ekološka omejitev razvoja),
- scenarijev razvoja porabe in obremenitve EES Slovenije ter proizvodnje električne energije,
- strategije pokrivanja porabe električne energije v EES Slovenije z viri električne energije in obnavljanjem ter širitvijo obstoječe elektroenergetske infrastrukture zaradi njenega staranja in povečanega obsega prenosa,
- zanesljivosti oskrbe z električno energijo,
- scenarijev razvoja porabe in obremenitve omrežij sosednjih držav in članic interkonekcije glede na medsebojno pomoč in trgovanje,
- pravil in priporočil združenj, v katere je vključen sistemski operater,
- predpisov s področja zagotavljanja kakovostne oskrbe z električno energijo.

Glede na prejšnji odstavek tega člena sistemski operater:

- optimira in načrtuje EES Slovenije tako, da lahko postavi pravilna izhodišča za načrtovanje prenosnega omrežja,
- izvaja načrtovanje prenosnega omrežja tako, da doseže optimum med potrebami ter investicijskimi in obratovalnimi stroški,
- izdelava Načrt razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji za desetletno obdobje in ga obnavlja vsaki dve leti v skladu z metodologijo izdelave dokumenta,
- upošteva tehnične, zanesljivostne, ekonomske in okoljevarstvene kriterije, ki zagotavljajo optimalni razvoj prenosnega omrežja (primarne in sekundarne elemente),
- upošteva načrtovane varne meje pred motnjami v distribucijskih in sosednjih omrežjih ter vplive nelinearnih porabnikov prenosnega omrežja.

5.1.1 Tehnični kriteriji načrtovanja prenosnega omrežja

169. člen

Sistemski operater pri tehničnih kriterijih upošteva tehnične omejitve, med katerimi so bistveni poudarki na: izbiri napetostnih nivojev v EES, napetostnih mejah, izbiri prerezov vodnikov v daljnovodih, izbiri velikosti transformatorjev, mejah obremenljivosti daljnovodov in transformatorjev, frekvenčnih mejah, temperaturnih mejah.

170. člen

V skladu z razvojem primarnega sistema sistemski operater razvija tudi sekundarne sisteme, ki morajo omogočati doseganje višje stopnje zanesljivosti obratovanja in izkoriščenosti prenosnega omrežja.

Sekundarna oprema obsega:

- merilne senzorje, merilne naprave, sisteme za daljinsko merjenje,
- zaščitne naprave,
- sisteme za daljinsko vodenje,
- sisteme za nadzor, krmiljenje in obdelavo podatkov,
- nadzorne sisteme (za sistem zaščite, za spremljanje kakovosti električne energije, za močnostne transformatorje, za sistem daljinskega vodenja, za stabilnost omrežja),
- regulacijske sisteme za primarne EEN (frekvence, napetosti, pretokov moči) in
- telekomunikacijske sisteme za podporo sekundarnim sistemom.

Poleg tega je potrebno upoštevati tehnološki razvoj na področju sekundarnih sistemov z implementacijo novih tehnoloških rešitev.

5.1.2 Ekonomski kriteriji načrtovanja prenosnega omrežja

171. člen

Pri planiranju vlaganj in investicij v prenosno omrežje je potrebno ekonomsko-tehnično optimizirati proces načrtovanja naložb ob upoštevanju stroškov kapitala, stroškov vzdrževanja in stroškov obratovanja.

5.1.3 Okoljevarstveni kriteriji načrtovanja prenosnega omrežja

172. člen

Sektorska izhodišča za prostorski razvoj energetskega sistema so temeljna izhodišča za načrtovanje prostorskega razvoja prenosnega sistema in vsebujejo poleg zahteve po zadovoljevanju kriterijev po kvalitetni oskrbi odjemalcev in gospodarski učinkovitosti sistema ter racionalni rabi prostora tudi zahteve za zmanjšanje negativnih vplivov na okolje (obremenjevanje okolja z umestitvijo EEN v prostor, s hrupom, z elektromagnetnim sevanjem).

Pomembna je usklajenost umeščanja medsebojno odvisnih objektov v prostor.

5.2 Ocenjevanje zanesljivosti prenosnega omrežja

173. člen

Zanesljivost oskrbe z električno energijo je določena z verjetnostjo, da bo sistem sposoben dobaviti energijo v potrebnih količinah v skladu s predpisanimi standardi do vseh odjemnih mest. Zanesljivost oskrbe se podaja z dvema osnovnima karakteristikama: zadostnost in sigurnost. Pri ocenjevanju zanesljivosti prenosnega omrežja mora sistemski operater upoštevati kriterij n-1.

5.2.1 Ocenjevanje zadostnosti prenosnega omrežja

174. člen

Zadostnost je pokazatelj sposobnosti sistema za pokrivanje potreb odjemalcev po električni energiji in moči v vseh pričakovanih obratovalnih stanjih, torej z upoštevanjem načrtovanih in nenačrtovanih nerazpoložljivosti elementov sistema. Sistemski operater s stališča načrtovanja meri zadostnost sistema z verjetnostjo nepokritega bremena ali nedobavljene energije. Zadostnost prenosnega sistema sistemski operater sproti ocenjuje pri načrtovanju razvoja prenosnega omrežja (izdelavi desetletnega načrta, izdelavi študij) ob utemeljevanju vključitve novih prenosnih in proizvodnih objektov.

5.2.2 Ocenjevanje sigurnosti prenosnega omrežja

175. člen

Sigurnost obratovanja je sposobnost sistema, da je v določenem obratovalnem stanju odporen na množico motenj (npr. kratki stiki v omrežju, izpadi elementov sistema ter nepričakovane spremembe v odjemu v povezavi z omejitvami v proizvodnji), tako da odjemalci posledic motnje ne čutijo in je le-ta odpravljena brez ogrožene celovitosti sistema. Za ocenjevanje sigurnosti prenosnega omrežja se v procesu načrtovanja upošteva kriterij n-1. Pri tem se upošteva izpad agregata ali voda, ki ima na sigurnost največji vpliv.

5.3 Ocenjevanje stabilnosti

5.3.1 Ocenjevanje napetostne stabilnosti

176. člen

Sistemski operater pri zagotavljanju napetostne stabilnosti ob načrtovanju omrežja analizira možna stanja v sistemu, ki lahko povzročijo napetostno nestabilnost. Pri tem je pomembno preveriti bilance jalove moči, razpoložljivost rezerve jalove moči na posameznih lokacijah, obseg izmenjave jalove energije in možnosti prekoračitev izmenjav ter možnih prekoračitev faktorja $\cos\varphi$ od dogovorjenega na prevzemnih točkah med prenosnim in distribucijskim omrežjem in na mejah proti sosednjim EES.

5.3.2 Ocenjevanje dinamične stabilnosti

177. člen

Sistemski operater v fazi načrtovanja oceni statično in tranzientno stabilnost EES in po potrebi poda tehnične ukrepe za zagotovitev stabilnosti.

5.3.3 Ocenjevanje kratkostičnih razmer v prenosnem omrežju

178. člen

Sistemski operater je za potrebe preverjanja ustreznosti vgrajenih in za načrtovanje predvidenih novih elementov v elektroenergetskih objektih dolžan poznati podatke o tripolnih in enopolnih kratkih stikih, na podlagi katerih določi zahtevano obremenljivost elementov prenosnega omrežja.

Podatki o kratkostičnih razmerah so tudi osnova za nastavitve sistema zaščite prenosnega omrežja.

6 Končni določbi

179. člen

Z dnem uveljavitve tega navodila preneha veljati Navodilo o sistemskem obratovanju prenosnega elektroenergetskega omrežja (Uradni list RS, št. 46/02).

180. člen

To navodilo začne veljati petnajsti dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije.

Elektro-Slovenija, d.o.o.

Direktor
mag. Vitoslav Türk

Št.: 17/JD-065
V Ljubljani, dne 23.5.2007
EVA: 2007-2111-0066

K temu aktu je dala soglasje Javna agencija Republike Slovenije za energijo št. 18-1/2007-5/EE-03 z dne 8. 3. 2007 in Vlada republike Slovenije št. 36000-2/2007/3 z dne 10.5.2007.

Priloga I: Sodelovanje v primarni regulaciji

1. Osnovne zahteve za elektroenergetski sistem

V skladu s pravili UCTE za primarno in sekundarno regulacijo frekvence in moči mora vsako regulacijsko območje v sinhronskem omrežju prispevati ΔP k odpravljanju neravnotežja v moči sorazmerno z odstopanjem frekvence Δf . Primarna regulacijska moč, ki jo morajo imeti na razpolago posamezna regulacijska območja UCTE, se vsako leto določa v skladu s koeficientom udeležbe C_i kot sledi:

$$\Delta P = (E_i / E_u) \cdot 3000 \text{ (MW)}$$

$$C_i = E_i / E_u ,$$

kjer pomeni:

- E_i = proizvodnja na pragu v i-tem regulacijskem območju (vključno s trenutnimi izvozi in energijo, proizvedeno skladno z voznim redom elektrarn);
- E_u = skupna proizvodnja na pragu elektrarn v vseh n regulacijskih območjih v sinhronem omrežju UCTE.

$$E_u = E_1 + E_2 + \dots + E_i \dots E_n$$

Obseg rezerve za primarno regulacijo frekvence, ki jo morajo imeti na razpolago sistemi v regulacijskem bloku, se vsako leto izračuna na nivoju UCTE in sporoči vodji regulacijskega bloka.

Celotna primarna regulacijska rezerva, ki jo predpiše UCTE, se mora aktivirati pri kvazistacionarnem odstopanju frekvence -200 mHz. Pri kvazistacionarnem odstopanju frekvence v višini +200 mHz se mora proizvedena moč zmanjšati za velikost s strani UCTE predpisane primarne regulacijske rezerve.

Regulacijska konstanta sistema $K = \Delta P / \Delta f$ mora biti v frekvenčnem območju ± 200 mHz čimbolj konstantna. Če na regulatorjih določenih proizvodnih enot obstajajo mrtve cone, se morajo kompenzirati v okviru istega regulacijskega območja. Območje neobčutljivosti v vsakem regulacijskem območju mora biti ozko, v vsakem primeru pa znotraj ± 20 mHz.

S strani UCTE zahtevana primarna regulacijska rezerva, ki mora biti na razpolago v vsakem regulacijskem območju, mora biti izkoristljiva najkasneje v 30 sekundah.

2 Osnovne zahteve za proizvajalce

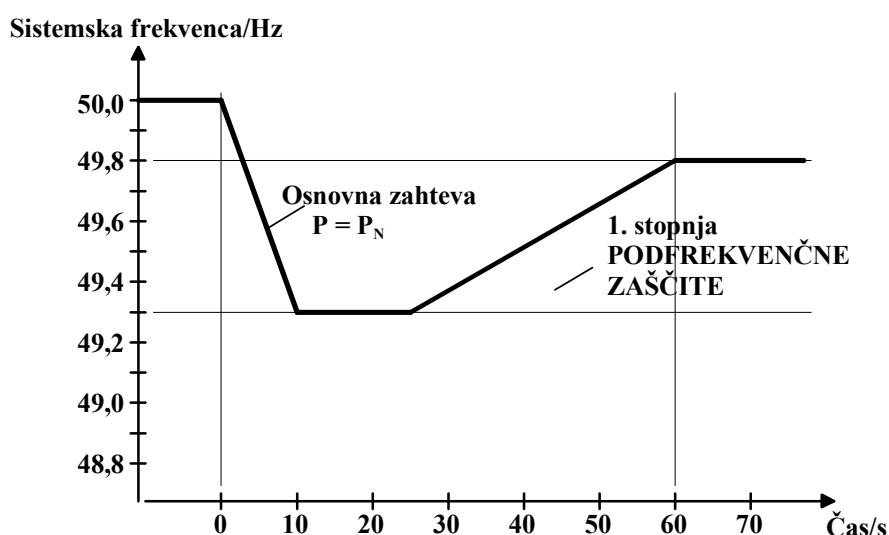
Za proizvodne enote veljajo naslednji pogoji:

- Območje za primarno regulacijo je v normalnem obratovalnem stanju ± 2 % nazivne moči, v primeru motenega obratovanja EES pa v odvisnosti od vloge agregata v EES, nastavljivo glede na zahteve sistemkega operaterja ;
- Za zagotovitev sodelovanja agregata morajo proizvodna podjetja zagotoviti območje rezerve moči v okviru najav voznih redov obratovanja agregata;
- Zahteve za nastavitve statik in drugih parametrov turbinske regulacije določa sistemski operater v soglasju za priključitev novih agregatov oziroma glede

na tehnične zmogljivosti že obratujočih agregatov. Zahtevani obseg statik je v naslednjih okvirih:

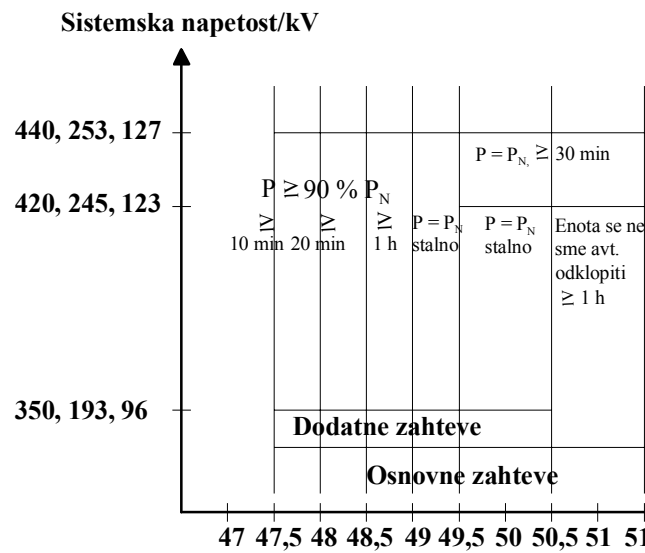
- Termoelektrarne na premog 5-8 %
 - Plinske elektrarne 4-6 %
 - Hidroelektrarne 4-5 %
 - Jedrska elektrarna 5-8 %
- Zaradi potreb obratovanja EES lahko sistemski operater določi strožje pogoje nastavitve statik posameznih agregatov.
 - Proizvodna enota mora biti sposobna aktiviranja rezerve moči primarne regulacije v 30 sekundah ob kvazistatičnem odstopanju frekvence ± 200 mHz. Regulacijska moč mora biti na razpolago, dokler je ne nadomesti sekundarna regulacija, oziroma vsaj 15 minut, dokler je ne nadomesti terciarna regulacija.
 - Področje neobčutljivosti regulatorja je lahko največ ± 20 mHz (možnost presejanja te vrednosti le po dogovoru s sistemskim operaterjem).

Regulacija moči se izvaja v območjih, ki jih določa naslednji grafični prikaz:



Grafični prikaz: Garantirana proizvodnja generatorja kot funkcija frekvence in napetosti v EES-u (v kvazistacionarnem stanju $df/dt \leq 0,5\%/min$ in $dU/dt \leq 5\%/min$)

Proizvodna enota ne sme zmanjševati dobave delovne moči pod mejo frekvenčne karakteristike, tudi če obratuje pri nazivni obremenitvi.



Grafični prikaz: Zahtevana dinamika oddaje moči agregata v omrežje

Priloga II: Minimalne zahteve za sekundarno regulacijo

Za pokrivanje nenamernih odstopanj s sekundarno regulacijo in za vzdrževanje nemotenega obratovanja EES sistemski operater zagotovi ustrezno rezervo regulacijske moči v skladu s pravili UCTE za primarno in sekundarno regulacijo frekvence in moči (Operation Handbook). Velikost potrebne rezerve moči R za sekundarno regulacijo je odvisna od velikosti sistema in se določa po naslednji enačbi:

$$R = k \cdot \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b$$

kjer pomeni L_{\max} konično predvideno porabo regulacijskega območja v MW v izbranem časovnem obdobju. Koeficienta a in b sta določena eksperimentalno: $a = 10$ MW in $b = 150$ MW.

Vrednost konstante k je večja od 1 in jo določi sistemski operater glede na dejanske potrebe v regulacijskem območju.

Sekundarna rezerva regulacijske moči se lahko izkoristi le za izravnavo trenutnega odstopanja sistema. Ne sme se izrabiti npr. za zmanjševanje nenačrtovanih izmenjav energije ali za ostale oblike kompenzacij.

Vzpostavitev želene vrednosti frekvence in moči izmenjave se mora pričeti najkasneje v 30-ih sekundah po nastanku odstopanja od želene vrednosti in se mora končati v 15-ih minutah.

Sekundarni regulator mora delovati v skladu z regulacijskim binomom $\Delta G = K \Delta f + \Delta P_{iz}$, ki mora vsebovati integralno komponento delovanja in ki vsebuje odstopanje ΔG na osnovi odstopanja frekvence Δf in odstopanja moči izmenjav ΔP_{iz} .

Izbira ustrezne integralne komponente mora omogočiti pravočasno vzpostavitev želene vrednosti frekvence in moči izmenjave brez dodatnih ukrepov.

Zaradi neugodnega vpliva na stabilnost povezanega sistema ni priporočena uporaba samo proporcionalnega dela.

Pri prenovi obstoječih naprav ali pri stavljanju v pogon novih naprav je potrebno upoštevati naslednje:

- natančnost:
 - o 0,5 ... 1,5 % za posamezne meritve delovne moči,
 - o 1,0 ... 1,5 mHz za meritev frekvence;
- časovni interval:
 - o meritev: ≤ 5 sekund,
 - o regulatorja: ≤ 5 sekund.

Časovni intervali meritev, seštevanja in delovanja regulatorjev na nižjem nivoju morajo biti usklajeni na nivoju regulacijskega območja.

Priporočane se podvojene meritve in naprave, pri čemer lahko natančnost in časovni intervali začasno odstopajo od zgoraj naštetih vrednosti.

Omogočeno mora biti spreminjanje želene vrednosti frekvence za prilagoditev sinhronega časa astronomskemu času.

Algebrajska vsota dogovorjenih urnih vrednosti moči izmenjave regulacijskega območja s sosednjimi območji tvori referenčno vrednost za izmenjavo moči v sekundarnem regulatorju regulacijskega območja (vozni red izmenjav). Zaradi možnega prevelikega nihanja na interkonekcijskih povezavah pri večjih spremembah načrtovanih vrednosti, pretvorimo te spremembe v enakomerno spreminjajoče se želene vrednosti, ki trajajo 10 minut z začetkom 5 minut pred dogovorjeno spremembo v voznem redu in z zaključkom 5 minut po njej.

Za izogibanje neželenih odstopanj frekvence in večjih regulacijskih odstopanj v normalnem obratovanju sistemski operater natančno spremlja potek sprememb

načrtovanih vrednosti, še posebej takrat, ko spremembe znašajo več sto MW. Odstopanja sistemski operater registrira in zaračunava povzročiteljem.

Priloga III: Regulacija napetosti

Sistemske operater objavi regulacijske obsege za zimsko in poletno obdobje en mesec pred začetkom obdobja.

Sistemske operater načrtuje razporeditev proizvodnje jalove moči v omrežju na osnovi obremenitvenega diagrama za naslednji dan in določi potrebne rezerve jalove moči in njihovo razporeditev v sistemu.

Proizvajalec sistemskemu operaterju dostavi naslednje podatke o generatorju oziroma energetskega transformatorju:

1. nazivna delovna moč generatorja (MW),
2. tehnični minimum generatorja (MW),
3. maksimalna napetost generatorja (kV),
4. minimalna napetost generatorja (kV),
5. obratovalni diagram generatorja,
6. poraba lastne rabe pri maksimalni obremenitvi (MW, Mvar),
7. poraba lastne rabe pri minimalni obremenitvi (MW, Mvar),
8. napetost na primarni strani (kV),
9. napetost na sekundarni strani (kV),
10. upornost in reaktanca transformatorja (Ω),
11. kratkostična napetost transformatorja (%),
12. število odcepov in napetost odcepa (kV),
13. nevtralni položaj odcepov,
14. tip regulatorjev odcepov (ročno, avtomatsko) in
15. nastavitve vseh karakteristik.

Proizvajalec mora dostaviti sistemskemu operaterju naslednje podatke o napravah za kompenzacijo:

1. nazivna moč kondenzatorskih baterij (Mvar),
2. število kondenzatorskih baterij,
3. tip naprave za kompenzacijo jalovih moči (ročno, avtomatsko, Statcom, ipd).

Napetost v vseh vozliščih omrežja mora biti pri obratovanju znotraj dopustnih vrednosti. V okviru zmogljivosti in lokacij razpoložljivih proizvodnih in prenosnih naprav ter ob upoštevanju predpisov so v normalnih obratovalnih pogojih priporočljivi napetostni razponi, ki so navedeni v naslednji tabeli:

Napetostni nivo	Priporočena napetost v kV		Najvišja dopustna napetost v kV
	Minimalna	Maksimalna	
110 kV	104,5	121	123
220 kV	220	240	245
400 kV	380	415	420

Tabela: Dopustne vrednosti napetosti

Priloga IV: Uporaba n-1 kriterija

N-1 je v skladu z UCTE pravili osnovni kriterij, ki ga je potrebno izpolnjevati pri načrtovanju izgradnje, izgradnji in obratovanju EES. Namen izpolnjevanja kriterija je preprečiti nastop večjih motenj in njihovo širjenje zaradi izpada katerega koli posameznega elementa EES.

Izpolnjen n-1 kriterij zagotavlja, da ob izpadu katerega koli posameznega elementa EES ne nastopi noben izmed sledečih primerov:

1. stalna prekoračitev vrednosti sistemskih spremenljivk pod ali nad dovoljeno mejo,
2. kaskadni izpadi, ko se preobremenitev izpadlih elementov prerazporedi na druge elemente in povzroči njihove izpade,
3. napetostna nestabilnost v prenosnem omrežju, ki lahko vodi do napetostnega zloma,
4. izguba stabilnosti proizvodnih enot, ki so priključene na prenosno omrežje,
5. odpoved dodeljenih prenosov električne energije,
6. motnje napajanja odjemalcev z električno energijo, ki so priključeni na prenosno omrežje.

V primeru neizpolnjevanja n-1 kriterija je potrebno v najkrajšem možnem času izvesti vse potrebne ukrepe za ponovno izpolnitev kriterija. Možni ukrepi so: sprememba topologije prenosnega omrežja, aktiviranje ustreznih rezerv, odpoved dodeljenih dostopov do prenosnega omrežja, prekinitev vzdrževalnih del na prenosnih napravah (če je to mogoče) in kratkotrajno omejevanje napajanja odjemalcev, v kolikor se s tem ukrepom prepreči nadaljnje širjenje motnje (prioritetno se izklaplja odjemalce s pogodbenim dovoljenjem o prekinljivosti dobave).

Iz zahtev glede izpolnjevanja n-1 kriterija so izvzeta področja, kjer iz konfiguracijskih razlogov kriterija pri obratovanju ni mogoče izpolnjevati. Takšna so npr. področja, ki so napajana radialno.

Priloga V: Baza tehničnih podatkov

Tabela 1: Daljnovod

Opis	Oznaka	Enota
Splošni podatki		
1. ime DV		
2. leto izgradnje in posameznih rekonstrukcij		
3. lastništvo DV in mesto ločitve lastništva ter meje vzdrževanja		
Konstruktivske lastnosti		
4. konfiguracija voda – skica		
5. razdalje od osi stebra do faznih vodnikov in do zaščitnih vrvi	$a_{1, 2, 3}, a_4$	m
6. višine faznih vodnikov in zaščitnih vrvi od tal	$h_{1,2,3}, h_4$	m
7. povos	f	m
8. prerez in material faznih vodnikov ter zaščitnih vrvi	A	mm ²
9. število tokokrogov		
10. število vodnikov na fazo		
11. število in lokacija stojnih mest		
12. srednja razdalja med stebri	l_{sr}	m
13. dolžina trase	l	km
14. dolžina daljnovodne vrvi	L	km
15. optika v zaščitni vrvi (DA / NE)		
16. podatki o izolacijskem (obesnem) materialu		
Električne lastnosti		
17. nazivni tok	I_n	A
18. nazivna napetost	U_n	kV
19. naravna navidezna moč	S_n	MVA
20. polnilna moč	Q_p	Mvar
21. termični tok (pozimi, poleti)	I_{th}	A
22. termična moč (pozimi, poleti)	S_{th}	MVA
23. maksimalna dopustna temperatura vodnika	ϑ	°C
24. valovna upornost	Z_v	Ω
25. pozitivna ohmska upornost	R_1	Ω
26. pozitivna reaktanca	X_1	Ω
27. pozitivna kapacitivnost	C_1	μF
28. Shuntna prevodnost	G	mS
29. ničelna ohmska upornost	R_0	Ω
30. ničelna reaktanca	X_0	Ω
31. ničelna kapacitivnost	C_0	μF
32. pozitivna medsebojna ohmska upornost	R_{1m}	Ω
33. pozitivna medsebojna reaktanca	X_{1m}	Ω
34. ničelna medsebojna ohmska upornost	R_{0m}	Ω
35. ničelna medsebojna reaktanca	X_{0m}	Ω
36. meja kratkostične moči na začetku DV	$S_{ks_max_z}$	MVA
37. meja kratkostične moči na koncu DV	$S_{ks_max_k}$	MVA
38. redukcijski faktor	r	
Pripadajoče DV polje		
39. ime DV polja		
40. leto izgradnje		
41. lastništvo in vzdrževanje polja		
42. tehnični podatki pripadajočih polj - nazivni tok elementov		
Q0, Q1 (Q2, Q3), Q7, Q8, Q9... (nazivni tok, leto izdelave)		

Opis	Oznaka	Enota
tokovni transformator (primarna prestava, max. I)		
napetostni transformator		
prenapetostni odvodniki		
43. podatki o relejnih zaščitnih napravah v poljih		
vrste zaščit (našteti)		
APV (aktiviran da / ne)		
zaščita pred preobremenitvijo (pri kateri vrednosti toka in času bo DV izpadel)		
možnost lokacije napake (da / ne)		
ali obstaja prenos kriterija distančne zaščite (da / ne)		
44. podatki o napravah za daljinsko vodenje v poljih		
tip merilnega pretvornika		
tip naprav za daljinsko vodenje		
smeri daljinskega prenosa		
možnost in nastavljeni parametri sinhronizacije		
45. podatki o napravah za obračunske meritve v poljih		
tip števca delovne energije		
tip števca jalove energije		
tip obračunske registrirne naprave		
smeri daljinskega prenosa		

Tabela 2: Transformator

Opis	Oznaka	Enota
Splošni podatki		
1. naziv transformatorske postaje		
2. leto izgradnje in rekonstrukcij		
3. lastništvo in vzdrževanje transformatorja		
4. tip transformatorja		
Električne lastnosti		
5. število navitij (dve, tri)		
6. nazivna navidezna moč primarnega, sekundarnega in terciarnega navitja	$S_{n_{1, 2, 3}}$	MVA
7. nazivna napetost primarnega, sekundarnega in terciarnega navitja	$U_{n_{1, 2, 3}}$	kV +/- %
8. maksimalna napetost primarnega, sekundarnega in terciarnega navitja	$U_{max_{1, 2, 3}}$	kV
9. nazivni tok primarnega, sekundarnega in terciarnega navitja	$I_{n_{1, 2, 3}}$	A
10. meja kratkostične moči na primarni, sekundarni in terciarni strani	$S_{ks_{max_{1, 2, 3}}}$	MVA
11. frekvenca	f	Hz
12. vezava		
13. ozemljitev ničelne točke (ni, fiksno ali preko ločilnika)		
14. tip in izgube hlajenja	P_{hl}	kW
15. izgube v posameznih navitjih (primarja, sekundarja, terciarja)		
izgube v praznem teku (v železu P_{Fe})	P_0	kW
izgube pri kratkem stiku (v bakru P_{Cu})	P_k	kW
16. tok praznega teka	i_0	%
17. kratkostične napetosti med posameznimi navitji (primar-sekundar, primar-terciar, sekundar-terciar) pri najnižjem, srednjem in najvišjem odcepu	u_k	%
18. regulacija napetosti		

Opis	Oznaka	Enota
tip regulacije navitja (primarja, sekundarja, terciarja)		
število stopenj in velikost stopnje na regulacijski strani		%
najnižji, srednji in najvišji odcep		
dodana napetost pri najnižjem / najvišjem odcepu (npr. - 20% / +20%)	$\Delta U_{\min, \max}$	% / kV
19. upornosti in reaktance vseh navitij (direktne, inverzne in ničelne - pri kratkem stiku in praznem teku) ter ozemljitev	R, X	Ω
Pripadajoča polja transformatorja		
20. ime polja		
21. leto izgradnje		
22. lastništvo in vzdrževanje polja		
23. tehnični podatki elementov pripadajočih polj transformatorja		
Q0, Q1 (Q2, Q3), Q8,... (vrsta odklopnikov, nazivni tok, leto izdelave)		
tokovni transformator (primarna prestava, max. I)		
napetostni transformator		
prenapetostni odvodniki		
24. podatki o relejnih zaščitnih napravah v poljih		
vrste zaščit (našteti)		
zaščita pred preobremenitvijo (pri kateri vrednosti toka in času bo TR izpadel)		
25. podatki o napravah za daljinsko vodenje v poljih		
tip merilnega pretvornika		
tip naprav za daljinsko vodenje		
smerni daljinskega prenosa		
možnost in nastavljeni parametri sinhronizacije		
26. podatki o napravah za obračunske meritve v poljih		
tip števca delovne energije		
tip števca jalove energije		
tip obračunske registrirne naprave		
smerni daljinskega prenosa		

Tabela 3: Agregat (generator + vzbujalnik + turbina)

Opis	Oznaka	Enota
Splošni podatki		
1. lastnik		
2. lokacija		
3. leto izgradnje in rekonstrukcij		
GENERATOR + VZBUJANJE		
4. tip generatorja		
5. nazivna navidezna moč agregata	S_n	MVA
6. nazivna delovna moč	P_n	MW
7. nazivna napetost na sponkah generatorja	U_n	kV
8. nazivni tok	I_n	A
9. nazivni faktor moči	$\cos\phi$	
10. frekvenca	f	Hz
11. nazivna hitrost vrtenja rotorja	n_n	vrt./min
12. nazivna delovna moč generatorja na sponkah (turbina + generator)	P_{somax}	MW
13. najvišja dopustna delovna moč generatorja	P_{max}	MW
14. najmanjša dopustna delovna moč generatorja	P_{min}	MW
15. dušilno navitje (DA / NE)		

Opis	Oznaka	Enota
16. sodelovanje v sekundarni regulaciji (DA / NE)		
17. možnost zagona brez zunanje napetosti (DA / NE)		
Vzbujanje		
18. vzbujalni tok za nazivno napetost statorja v praznem teku	I_{m0}	A
19. vzbujalni tok pri nazivni obtežbi statorja	I_{mk}	A
20. vzbujalni tok pri I_n, U_n in $\cos\varphi = 1$	I_{mn0}	A
21. kratkostično razmerje sinhronskega stroja	SRC	
Računalniški model in parametri vzbujalnega sistema		
22. vrsta, tip		
23. nazivna moč vzbujalnika	P_{nv}	kW
24. nazivna napetost vzbujalnika	U_{nv}	V
25. nazivni vzbujalni tok	I_{nv}	A
26. maksimalna vzbujalna napetost (stropna napetost)	U_{v_max}	kV
27. minimalna vzbujalna napetost	U_{v_min}	kV
28. ojačanje vzbujalnega sistema	K_A	
29. obseg regulacije		%
30. stabilizator (angl. Power System Stabiliser) (DA / NE)		
TURBINA		
31. tip in blok shema turbine		
32. nazivna moč turbine	P_n	MW
33. maksimalna delovna moč na osi agregata	P_{max}	MW
34. minimalna delovna moč na osi agregata	P_{min}	MW
35. omejitev gradienta pri dvigovanju moči	G_d	MW/s
36. omejitev gradienta pri spuščanju moči	G_s	MW/s
37. tip in shema turbinskega regulatorja		
38. regulacijska energija agregata	K_T	MW/Hz
39. stalna statika turbinskega regulatorja	s	%
40. mrtva cona regulatorja (angl. Zero Suppression)	Δf	\pm mHz
41. časovna konstanta turbinskega regulatorja	T_c	s
VODNA TURBINA		
42. školjčni diagram vodne turbine		
43. pripadajoča vodna akumulacija		
44. bruto padec vode na vodno turbino	H_b	m
45. neto padec vode na vodno turbino	H_n	m
46. tranzientna statika (angl. Temporary Droop),	R_T	
47. stalna statika (angl. Permanent Droop),	R_P	
48. čas delovanja tranzientne statike (angl. Reset Time)	T_R	s
49. časovna konstanta vodnega udara hidroagregata	T_W	s
PLINSKA TURBINA		
50. časovna konstanta plinske turbine	T_G	s
51. multiplikativni faktor plinske turbine	P_{Br}	
52. proporcionalni faktor plinske turbine	K_G	
53. čas za hladni zagon	$T_{tur\ hi\ zag}$	h
54. čas za topli zagon	$T_{tur\ top\ zag}$	h
PARNA TURBINA		
55. časovna konstanta dovodnih cevi in parnega prekata, od regulirnih ventilov do izstopa iz visokotlačne stopnje (angl. Steam Chest Time Constant)	T_{ch}	s
56. časovna konstanta pregrevalnika, od izstopa iz visokotlačne stopnje do izstopa iz srednjetačne stopnje (angl. Reheat Time Constant)	T_{rh}	s
57. časovna konstanta spojnega voda med srednje in nizkotlačno	T_{co}	s

Opis	Oznaka	Enota
stopnjo, od izstopa pare iz srednjetačne stopnje do izstopa iz nizkotlačne stopnje (angl. Crossover Time Constant)		
58. delež moči, proizveden v nizkotlačni stopnji (angl. Low Pressure Turbine Power Fraction)	F_{LP}	
59. delež moči, proizveden v srednjetačni stopnji (angl. Intermediate Pressure Turbine Power Fraction)	F_{IP}	
60. delež moči, proizveden v visokotlačni stopnji (angl. High Pressure Turbine Power Fraction)	F_{HP}	
61. čas za hladni zagon	$T_{tur_hl_zag}$	h
62. čas za topli zagon	$T_{tur_top_zag}$	h
VETRNA TURBINA		
63. diagram vetrne turbine in pripadajoči parametri		
OSTALI PODATKI AGREGATA		
64. časovne konstante rotorskega in statorskega navitja (sinhronske, subtranzientne, tranzientne) pri kratko sklenjenem in/ali pri odprtem statorskem navitju, enosmerno časovno konstanto		S
65. upornosti in reaktance (sinhronska, subtranzientna, tranzientna, nasičene in/ali nenasičene – potrebno navesti, direktne, inverzne in ničelne) statorja in rotorja		Ω / %
66. ozemljitev nevtralne točke (direktno, z R/X, izolirano)		
ohmska upornost ozemljitve zvezdišča v vezavi zvezda	R_E	Ω
reaktanca ozemljitve zvezdišča v vezavi zvezda	X_E	Ω
67. izgube generatorja		kW
68. karakteristike / diagrami		
obratovalni diagram generatorja (Capability Chart)	GCD	
karakteristika praznega teka (Open Circuit Characteristic)	GOCC	
karakteristika kratkega stika (Short Circuit Characteristic)	GSCC	
69. meritve regulacijskih odzivov turbine (frekvenčne, napetostne)		
70. izkoristki		
izkoristek generatorja	η_{gen}	%
izkoristek turbine	η_{tur}	%
izkoristek agregata	η_{agr}	%
71. vztrajnostni momenti		
vztrajnostni moment rotorja generatorja	mD_{gen}^2	tm2
vztrajnostni moment turbine	mD_{turb}^2	tm2
vztrajnostni moment vzbujačnika	mD_{vzb}^2	tm2
vztrajnostni moment rotirajočih mas agregata (turbina + generator + vzbujačnik)	mD_{agr}^2	tm2
tipska vztrajnostna konstanta generatorja / agregata (ali mehanska oziroma zagonska časovna konstanta $T_a=2H$)	H	MWs/MVA
72. zaščita generatorja (izguba vzbujanja, podvzbujalna, nadvzbujalna)		
73. pripadajoča vodna akumulacija (tabela 5) / kotel (tabela 6)		

Tabela 4: Vodna akumulacija

Opis	Oznaka	Enota
1. naziv		

	Opis	Oznaka	Enota
2.	lastnik		
3.	reka		
4.	tip akumulacije (dnevna, tedenska, letna)		
5.	kapaciteta akumulacije oz. bruto energija	W_b	MWh
6.	celotni volumen akumulacije	V_{cel}	hm^3
7.	koristni volumen akumulacije	V_{kor}	hm^3
8.	zgornja kota zaježitve	h_{zg}	m
9.	spodnja kota zaježitve	h_{sp}	m
10.	čas izpraznitve rezervoarja		h
11.	največja dopustna hitrost nihanja vodne gladine		m/h
12.	kapaciteta pretočnih polj		m^3/s
13.	veljavnost obratovalnega dovoljenja		

Tabela 6: Kotel

	Opis	Oznaka	enota
1.	tip kotla in blok shema		
2.	tip kotlovske regulacije in blok shema		
3.	pogonsko gorivo		
4.	čas za hladni zagona	$T_{kot\ hl\ zag}$	h
5.	čas za topli zagon	$T_{kot\ top\ zag}$	h

Tabela 7: Sistemi za kompenzacijo

	Opis	Oznaka	Enota
Splošni podatki			
1.	naziv transformatorske postaje		
2.	leto izgradnje in rekonstrukcije		
3.	lastništvo in vzdrževanje		
4.	tip (reaktanca, kondenzator, statični var kompenzator)		
Električne lastnosti			
5.	nazivna navidezna moč	S_n	MVar
6.	nazivna napetost	U_n	kV
7.	napetost priključka	U_n	kV
8.	priključen na zbiralke ali na terciar transformatorja		
9.	izgube v železu	P_{Fe}	kW
10.	izgube v navitju	P_{Cu}	kW
11.	vse izgube	P_{izg}	kW
12.	število elementov		
13.	število blokov		
14.	moč bloka		Mvar
15.	za statični kompenzator: karakteristika priključnega transformatorja, nazivna napetost, U/I karakteristika, shema regulacije s pripadajočimi parametri		

Priložene tabele služijo kot vodilo pri zbiranju parametrov EEN. V kolikor so podatki podani na drugačen način, se priložijo le-ti s pripadajočimi shemami in izmerjenimi karakteristikami.

Priloga VI: Baza obratovalnih podatkov

Baza obratovalnih podatkov vsebuje predvsem naslednje periodične podatke:

- urni:

1. integrirani podatki pretokov delovne in jalove moči na izbranih merilnih mestih,
2. integrirani podatki o obremenitvi proizvodnih enot.

- dnevni:

1. proizvodnja termoelektrarn (delovna in jalova energija),
2. proizvodnja hidroelektrarn (delovna in jalova energija),
3. lastna poraba ustavljenih elektrarn,
4. energija, ki so jo oddali v omrežje kvalificirani proizvajalci,
5. podatki o padavinah,
6. stanje bazenov,
7. podatki o prelivih in
8. dogodki na prenosnem omrežju.

- mesečni:

1. neto in bruto proizvodnja termoelektrarn (delovna in jalova energija),
2. neto in bruto proizvodnja nuklearne elektrarne (delovna in jalova energija),
3. proizvodnja hidroagregatov z močjo preko 5 MW (delovna in jalova energija),
4. proizvodnja vetrnih elektrarn,
5. poraba lastne rabe proizvodnih virov,
6. odkupljena energija od posameznih kvalificiranih proizvajalcev (MWh),
7. zaloge goriva v termoelektrarnah.

Priloga VII: Podatki, potrebni za priključitev na omrežje

Pred sklenitvijo pogodbe o priključitvi na omrežje sistemski operater uporabniku omrežja potrdi izpolnjevanje vseh pogojev iz soglasja za priključitev, uporabnik pa mu posreduje naslednje podatke:

1. moč (delovna in $\cos\varphi$) priključitve na omrežje,
2. mesto priključka,
3. napetostni nivo priključka,
4. rok priključitve na omrežje,
5. koordinacijo izolacije,
6. enopolne sheme obstoječega in novega stanja,
7. zaščitne sheme,
8. maksimalno in minimalno kratkostično moč,
9. pogoje avtomatske sinhronizacije,
10. vsebnost višjih harmonskih komponent in komponent flikerjev,
11. izklopno moč,
12. metode ozemljitve nevtralne točke,
13. minimalno in maksimalno napetost v obratovanju, trajanje in nivo kratkotrajnih prekoračitev minimalnih in maksimalnih vrednosti,
14. tip in obseg izmenjav jalove moči ter potrebnih rezerv po jalovi moči, ki jih mora vgraditi v svoje naprave uporabnik sistema:
 - za odjemalce velja $\cos\varphi \geq 0.9$, če pogodba ne določa drugače in
 - za proizvodne enote v skladu s poglavjem 2.3 teh navodil,
15. sheme napetostne regulacije (referenčna vrednost, točnost, hitrost, obratovanje ob motnjah),
16. način vključitve v načrt podfrekvenčne razbremenitve in omejevanja pri pomanjkanju na trgu energije,
17. način vključitve v zagotavljanje sistemskih storitev,
18. podatke o zaščitni, merilni, številni in informacijski opremi,
19. način zajema in prenosa sprotnih merjenih vrednosti električnih spremenljivk, ki jih določi sistemski operater,
20. o ukrepih v primeru velikih motenj.

Priloga VIII: Posebne zahteve za zaščito

a) Zahteve za zaščito prenosnega omrežja

Za zaščito elementov omrežja se uporabijo naslednje zaščite:

- za zaščito vodov: distančna zaščita, načeloma s pilotno povezavo oziroma diferenčna zaščita, načeloma z avtomatskim ponovnim vklopom, ki vključuje enopolni ponovni vklop pri nizkoohmsko ozemljenih omrežjih,
- za zaščito transformatorjev: diferenčna, nadtokovna, termične in Buchholz zaščita,
- za zaščito zbiralk: distančna ali zaščita zbiralk.

Za zaščito pri preobremenitvah se uporabijo tudi večstopenjske nadtokovne zaščite. Poleg osnovne zaščite EEN mora biti vgrajena za primere odpovedi ali napačnega delovanja osnovne zaščite še rezervna zaščita, ki zadosti kriteriju n-1 delovanja sistema zaščite.

Sistemski operater v posebnih primerih določi tudi druge načine in izvedbe za zaščito elementov omrežja. Oprema za zaščito je namenjena za sistem, ki obratuje s togo ozemljenim zvezdiščem transformatorjev. Za primere, ko lahko v izrednih obratovalnih razmerah preide del omrežja v izoliran sistem, mora lastnik na zbiralkah posameznih RTP vgraditi zaščito pri zemeljskem stiku. Vgradnja zaščite pri zemeljskem stiku je obvezna za stikališča ob elektrarnah.

110 kV omrežje ne sme obratovati brez ozemljene nevtralne točke.

Pri prenovi zaščitnih naprav in vgradnji novih EEN lastnik vgradi sodobne zaščitne terminale z možnostjo daljinskega spreminjanja nastavitvev, časovno sinhronizacijo, oscilografskim zapisom in lokatorjem okvar na daljnovodih.

400, 220 in 110 kV vodi morajo biti ščiteni z distančno zaščito in zaščito pri preobremenitvi. 400 kV vodi morajo biti ščiteni tudi z dodatno vzdolžno diferenčno zaščito z direktno povezavo, kjer pa pogoji tega ne omogočajo, se kot dodatna zaščita vgradi druga distančna zaščita.

Zaščitni sistem 400, 220 in 110 kV daljnovodov mora vključevati še naprave oziroma funkcije za:

- APV,
- prenos daljinske komande distančne zaščite,
- zapis prehodnega pojava,
- zaščito pri neskladju polov odklopnika,
- releje za kontrolo izklopnih krogov,
- nesimetrije nad 20 %,
- naprave za komunikacijo s centrom za nadzor zaščite EES.

Zanesljivost in hitrost zaščitnih naprav na 400 in 220 kV daljnovodih mora biti v najvišjem kakovostnem razredu, za 110 kV daljnovode pa sistemski operater določa najugodnejšo rešitev opreme.

V posebnih primerih, kot so krajši VN kabli, zaščite terciarjev za lastno rabo itd., lahko sistemski operater predlaga nestandardne rešitve zaščite.

Med zaščitnimi napravami na obeh koncih voda morajo biti zagotovljene ustrezne funkcionalne telekomunikacijske prenosne poti.

Merilni transformatorji, ki napajajo sistem zaščite, morajo imeti jedra in navitja ločena od sekundarnih tokokrogov ostalih naprav (meritve, vodenje...).

Rele za APV mora biti prilagojen za izbrani distančni rele z možnostjo izbire eno ali tripolnega ponovnega vklopa in blokadami za primer okvare na odklopniku, ročnem vklopu in po izvršenem APV.

Rele za neskladje polov mora preprečiti in javiti stanje daljšega neskladja polov.

b) Zahteve za zaščito naprav uporabnikov prenosnega omrežja

Sistemski operater določi tehnične karakteristike in časovne nastavitve glavne in rezervne zaščite, ki ustrezajo specifičnim pogojem, upoštevajo prakso glede uskladitve z uporabniki prenosnega omrežja in možnost napačnega delovanja zaščitnih in stikalnih naprav.

Za nastavitve zaščitnih parametrov sistemski operater poda vrednost kratkostičnih tokov na podlagi izračuna kratkega stika, pri čemer upošteva obratovalna stanja in razvoj prenosnega omrežja.

V posebnih primerih, kot so krajši VN kabli, zaščite terciarjev za lastno rabo itd., lahko sistemski operater predlaga nestandardne rešitve zaščite.

Posebne zahteve za zaščito naprav proizvajalcev

Električna zaščita proizvodnih enot ima v obratovanju prednost pred regulacijo napetosti in mora v primeru nedovoljenih obratovalnih stanj, kot posledica napačnega delovanja regulatorja, npr. pri podvzbujenosti, prevelikih tokovih, vibracijah, odklopiti proizvodno enoto od omrežja. Zahteva velja tudi v primeru spontanega okvara, kot so zemeljski stiki in kratki stiki.

Na stičnih mestih prenosnega omrežja in proizvodnih enot je potrebna vgradnja naprav za sinhronizacijo in paralelno stikanje ter naprav za kontrolo sinhronizma pri 3-polnem APV.

Za primere avtomatske vzpostavitve otočnega obratovanja je potrebno predvideti skupaj z uporabnikom ločevanje od omrežja po dogovorjenem scenariju - frekvenčnega in napetostnega kriterija. V ta namen je potrebno predvideti zaščito pri zemeljskih stikih za izolirana omrežja ($3 U_0$).

Posebne zahteve za zaščito naprav odjemalcev

V primeru izpada napetosti na 110 kV omrežju mora podnapetostna zaščita izklopiti odklopnik transformatorja na primarni strani. Izjema je transformator z izvedenim ozemljenim zvezdiščem, pri katerem mora podnapetostna zaščita izklopiti odklopnike na straneh nižjih napetosti.

Na transformatorjih z ozemljenim zvezdiščem je obvezna vgradnja nadtokovne zaščite na rezidualni tok ($3 I_0$ na 110 kV strani).

Na vseh 110/x transformatorjih je obvezna rezervna nadtokovna zaščita, ki je napajana in deluje iz ločenega vira na ločeno izklopno tuljavo odklopnika.

Za indikacijo zemeljskih stikov je potrebno v stikališčih predvideti zaščito za izolirana omrežja ($3 U_0$).

Priloga IX: Otočno obratovanje TE Brestanica za potrebe NE Krško

Pri razpadih elektroenergetskega omrežja sistemski operater zaradi jedrske varnosti čim hitreje zagotovi napajanje lastne porabe v NE Krško s 400 kV omrežja.

Nadomestni vir napajanja lastne porabe v NE Krško se izvede po 110 kV omrežju. V primeru njegovega razpada se NE Krško napaja otočno iz plinskih blokov v TE Brestanica.

Vzpostavitev otočnega napajanja lastne porabe NE Krško iz TE Brestanica se izvaja po postopkih, ki so opisani v obratovalnih navodilih NA 7.5.01.116 za DV (2x) 110 kV Brestanica – Krško NEK in KB 110 kV Krško – LR NEK.

Če je RTP Krško daljinsko krmiljena iz OCV Beričevo, nalog za zagon plinskih blokov za potrebe otočnega napajanja lastne porabe NE Krško daje operater OCV Beričevo neposredno operaterju TE Brestanica po telefonski zvezi. Ustni nalog naknadno potrdi z depešo.

Po prejetem nalogu v TE Brestanica izvedejo zagon dveh plinskih blokov moči dva krat po 23 MW, ki ju vključijo v sistem otočnega napajanja lastne porabe NE Krško.

Po opravljenih ukrepih za otočno napajanje lastne porabe NEK operater OCV Beričevo o tem obvesti RCV.

Operaterji v RCV s ponovnim vzpostavljanjem omrežja s sistemskimi ukrepi čim prej zagotovijo napajanje lastne porabe NE Krško s 400 kV omrežja.

Po normalizaciji razmer v prenosnem omrežju operater OCV Beričevo skladno z navodili operaterjev RCV izda depešni nalog za zaustavitev plinskih blokov v TE Brestanica in vzpostavi normalno obratovalno stanje.

V primeru izpada daljinskega krmiljenja RTP Krško iz OCV Beričevo prevzame dodatni operater ostalih sistemov v NE Krško koordinacijo oziroma izvedbo vseh aktivnosti za vzpostavitev otočnega napajanja lastne porabe NE Krško iz TE Brestanica, kar je sicer naloga operaterja OCV Beričevo.

Pri zagotavljanju otočnega napajanja lastne porabe NE Krško se operaterji NE Krško in TE Brestanica ravna po podrobneje izdelanih internih navodilih.

Priloga X: Splošni postopek priprave in izvedbe izklopa elektroenergetske naprave

1. Stikalne manipulacije

Stikalne manipulacije na EEN so ukrepi, s katerimi se ob okvarah ali planskih delih spreminja njihovo vklopno stanje.

Stikalne manipulacije zajemajo sklop opravil za:

- izklop in vidno ločitev EEN od napetosti z vseh strani ter
- ozemljitev in kratkostičenje EEN na izklopnih mestih.

Stikalne manipulacije predstavljajo samo del ukrepov za zavarovanje mesta dela, ki jih je potrebno opraviti pred začetkom del v breznapetostnem stanju.

Stikalne manipulacije delimo na:

- redne (energetski izklopi / vklopi),
- izredne (okvare),
- programirane (planska dela).

Stikalne manipulacije smejo opravljati le za to usposobljene odgovorne osebe po nalogu ali lastni presoji.

2. Skupne elektroenergetske naprave

EEN je skupna, če lahko na njej izvaja stikalne manipulacije in zavarovalne ukrepe ter skrbi za njeno vzdrževanje več podjetij, pri čemer glede na varstvo pri delu lastništvo naprave ni pomembno. Za skupno EEN šteje EEN (DV, močnostni transformator, ...) vključno s pripadajočimi polji.

3. Odgovorne osebe

Odgovorne osebe v podjetjih so vse osebe, ki dela vodijo, nadzirajo ali opravljajo v okviru:

- stalnih pooblastil iz opisa delovnih nalog in opravil,
- občasnih izrednih pooblastil in zadolžitev, ki se jim dodelijo.

Interno v posameznih podjetjih so po potrebi določene naslednje odgovorne osebe:

- odgovorna oseba za planiranje izklopa,
- odgovorna oseba za najavo izklopa,
- koordinatorji del - odgovorni vodje vseh programskih del,
- koordinatorji stikalnih manipulacij,
- odgovorna oseba za preprečitev ponovnega vklopa,
- odgovorna oseba za izdajo delovnega naloga,
- odgovorna oseba za izdajo dovoljenja za delo in prejem obvestila o prenehanju del,
- vodje del - vodje delovnih skupin.

4. Koordinator del – odgovorni vodja vseh programskih del

KD je pooblaščen oseba z najširšimi pooblastili in ustrezno stopnjo elektrotehnične izobrazbe, ki koordinira in nadzoruje pravilen potek del ter

manipulacij na EEN, kadar potekajo dela istočasno (v istem izklopnem terminu), na več deloviščih.

KD se določi glede na težišče del, ki jih je potrebno izvesti. Kadar je predvideno eno ali več delovišč na daljnovodu v območju med daljnovodnimi polji, je KD praviloma odgovorna oseba lastnika daljnovoda, ki bo organiziral izvajanje dela na omenjenem delu daljnovoda.

Če poteka delo na EEN samo na enem delovišču, prevzame odgovorna oseba, ki jo določi za to pristojna oseba sistemskega operaterja, sistemskega operaterja distribucijskega omrežja, proizvodnega podjetja ali neposrednega odjemalca, vse funkcije, ki jih ima KD pri izvedbi izklopa (točka 7, tabela B) in izvedbi vklopa (točka 7, tabela C).

KD je dolžan od odgovornih oseb za preprečitev ponovnega vklopa zahtevati preprečitev ponovnega vklopa (blokade naprav proti nehotenemu ponovnemu vklopu) na vseh izklopnih mestih, ti pa so blokado dolžni izvesti na najnižjem krmilnem nivoju polja in o tem na dokumentiran način obvestiti KD.

Odgovorne osebe za preprečitev ponovnega vklopa morajo biti predhodno seznanjene z imenom in priimkom osebe, ki je določena za KD (ali odgovorne osebe, če poteka delo na EEN samo na enem delovišču).

Če v obratovalnih navodilih za posamezni daljnovod ni drugače določeno, so odgovorne osebe za preprečitev ponovnega vklopa:

- v omrežju, ki ga nadzira sistemski operater: nadzorniki RTP oziroma RP,
- v omrežju, ki ga nadzira sistemski operater distribucijskega omrežja: obratovalno osebje za RTP,
- v omrežju, ki ga nadzirajo proizvodna podjetja: obratovalno osebje posameznih proizvodnih enot,
- v omrežju, ki ga nadzirajo neposredni odjemalci: obratovalno osebje neposrednih odjemalcev (običajno stikalci).

5. Koordinator stikalnih manipulacij

KSM je odgovorna oseba, ki je v postopku izvedbe izklopa EEN dolžna izvesti oziroma koordinirati sklop opravil za:

- izklop in vidno ločitev EEN od napetosti z vseh strani ter
- ozemljitev in kratkostičenje EEN na izklopnih mestih z ozemljitvenimi ločilniki ali prenosnimi napravami za ozemljevanje in kratkostičenje.

Če se opravljajo dela na skupni EEN, je KSM vedno operater OCV.

V kolikor EEN ni skupna, je izjemoma lahko KSM operater v centru vodenja drugega podjetja, če to podjetje na njej v celoti izvaja stikalne manipulacije in zavarovalne ukrepe ter skrbi za njeno vzdrževanje.

6. Dokumenti za varno delo

Delovni program se izdelava za vse vrste del na EEN, pri katerih istočasno (v istem izklopnem terminu) sodeluje več delovnih skupin.

Delovni program izdelava podjetje, ki imenuje KD, sodelujoča podjetja pa so temu podjetju dolžna dostaviti vse potrebne podatke za njegovo izdelavo.

Vsako podjetje, ki sodeluje pri delih na skupni EEN, na podlagi delovnega programa samostojno izdelava in izda delovni nalog, dovoljenje za delo in obvestilo o prenehanju dela v skladu z določbami akta, ki ureja varstvo pri delu pred nevarnostjo električnega toka.

7. Postopek priprave in izvedbe izklopa za delo na EEN

Opisani postopek se uporablja v primeru **planskega izklopa**. V primeru **izrednega izklopa** zaradi odprave okvare ali nege naprave se ta postopek začne s točko A/3!

Tabela A:

A	PRIPRAVA IZKLOPA	Način obveščanja
A/1	Odgovorna oseba za planiranje izklopa:	
	- Izklop planira na osnovi indikativne elektroenergetske bilance z izjemo izrednih izklopov zaradi preprečevanja nastanka ali širitve večjih motenj in škode.	
	- Zahtevo po izklopu EEN posreduje odgovorni osebi za najavo izklopa.	- pisno, - E-pošta
A/2	Odgovorna oseba za najavo izklopa:	
	- Zahtevani izklop najavi na sestanku Službe za vodenje (ELES) z organizacijami proizvodnje, sistemskih operaterjev distribucijskega omrežja in neposrednih odjemalcev.	- ustno
	- V zvezi z načelno odobrenimi izklopi skupnih EEN pridobi informacije o tem, katera podjetja bodo sodelovala pri delih in katere so odgovorne osebe za pripravo izklopa v teh podjetjih.	- telefonsko - E-pošta
	- O načelni odobritvi ali zavrnitvi izklopa in pridobljenih informacijah iz 2. alineje točke A/2 tabele A obvesti odgovorno osebo za planiranje izklopa.	- pisno - E-pošta
A/3	Odgovorna oseba za planiranje izklopa:	
	- Če bodo dela istočasno potekala na več deloviščih se določi KD .	
	- Zahtevo za odobritev najavljenega in načelno odobrenega izklopa EEN pošlje operaterju OCV. Če bo pri zahtevanemu izklopu operater OCV opravljal funkcijo KSM, je v depeši obvezna navedba KD oziroma odgovorne osebe, če bo potekalo delo samo na enem delovišču.	- depeša
A/4	Operater OCV:	
	- Prejeto zahtevo za izklop EEN posreduje operaterju RCV.	- depeša
A/5	Operater RCV:	
	- Odgovor o odobrenem oziroma zavrnjenem zahtevku za izklop EEN posreduje operaterju OCV.	- depeša
A/6	Operater OCV:	
	- O odobritvi ali zavrnitvi izklopa obvesti odgovorno osebo za planiranje izklopa.	- depeša
	- O odobrenem izklopu obvesti še odgovorne osebe ostalih podjetij, katera so udeležena pri izklopu ali vzdrževanju EEN, in odgovorne osebe podjetji, katerih objekti bodo zaradi izklopa ostali radialno napajani. V depeši je naveden KD oziroma odgovorna oseba, če bo potekalo delo samo na enem delovišču.	- depeša
A/7	Odgovorna oseba za planiranje izklopa:	
	- Če je izklop odobren, izdelava ali organizira izdelavo dokumentov za varno delo: a) delovnega programa in pripadajočih delovnih nalogov – če bo	- obrazec

	<p><i>v istem izklopnem terminu pri delih sodelovalo več delovnih skupin. V teh dokumentih mora biti naveden KD;</i></p> <p><i>b) delovnega naloga – če bo delo izvajala samo ena delovna skupina. V tem dokumentu mora biti navedena odgovorna oseba, ki bo prevzela funkcije, KD opisane v tabeli B in C priloge X.</i></p>	<p><i>- obrazec</i></p>
--	---	-------------------------

Tabela B:

B	IZVEDBA IZKLOPA	Način obveščanja
B/1	KD:	
	- Izda nalog KSM, da izvrši planski izklop EEN, ki je odobren z depešo.	- telefonsko
B/2a	KSM je operater OCV:	
	- Preveri elektroenergetsko situacijo in od operaterja RCV pridobi soglasje za izklop.	- telefonsko
	- Vzpostavi vklopno stanje zahtevano v depeši. Stikalne manipulacije za vsestranski izklop, vidno ločitev in ozemljitev EEN lahko daljinsko izvede ali, če ni možno daljinsko krmiljenje, koordinira njihovo izvedbo v sodelovanju z odgovornimi osebami za lokalno krmiljenje posameznih objektov.	- skladno s točko 8.4.
	- Obvesti KD, da je EEN vsestransko izklopljena, vidno ločena in ozemljena.	- depeša ali fonogram
	- O času izklopa obvesti operaterja RCV.	- telefonsko
B/2b	KSM je dispečer drugega podjetja (izjemoma, skladno s točko 5 Priloge X teh navodil):	
	- Od operaterja OCV pridobi soglasje za izklop EEN, ki je odobren z depešo.	- telefonsko
	- Vzpostavi vklopno stanje zahtevano v depeši. Stikalne manipulacije za vsestranski izklop, vidno ločitev in ozemljitev EEN lahko daljinsko izvede ali, če ni možno daljinsko krmiljenje, koordinira njihovo izvedbo v sodelovanju z odgovornimi osebami za krmiljenje posameznih objektov (dispečerji DCV, dispečerji verige hidroelektrarn, stikalci...).	- skladno s točko 8.4.
	- Obvesti KD, da je EEN vsestransko izklopljena, vidno ločena in ozemljena.	- dokum. obv.
	- O času izklopa obvesti operaterja OCV, ki o tem obvesti operaterja RCV.	- telefonsko
B/3	KD:	
	- Od odgovornih oseb za preprečitev ponovnega vklopa zahteva preprečitev ponovnega vklopa na vseh izklopnih mestih.	- telefonsko
B/4	Odgovorne osebe za preprečitev ponovnega vklopa:	
	- Preprečijo ponovni vklop in ob tem še vizualno preverijo izklop, vidno ločitev in ozemljitev. Pri lokalnem ozemljevanju lahko to izvedejo neposredno po izvedeni ozemljitvi.	
	- Obvestijo KD o preprečitvi ponovnega vklopa in izjemoma o nepravilno izvedenih stikalnih manipulacijah za izklop, vidno ločitev in ozemljitev.	- depeša ali fonogram
B/5	KD:	
	- Odgovorne osebe za izdajo dovoljenja za delo navedene v posameznem delovnem nalogu obvesti, da je EEN vsestransko izklopljena, vidno ločena in ozemljena ter da je na vseh izklopnih mestih preprečen ponovni vklop.	- depeša ali fonogram
B/6	Odgovorne osebe za izdajo dovoljenja za delo:	
	- Na osnovi delovnega naloga, po prejeti depeši ali fonogramu od KD, izdajo dovoljenje za delo.	- obrazec

Tabela C:

C	IZVEDBA VKLOPA	Način obveščanja
C/1	Odgovorne osebe za izdajo dovoljenja za delo:	
	- <i>Od vseh vodij del sprejmejo obvestila o prenehanju del.</i>	- <i>obrazec</i>
	- <i>KD obvestijo, da so vsa obvestila o prenehanju del vrnjena.</i>	- <i>depeša ali fonogram</i>
C/2	KD:	
	- <i>Od odgovornih oseb za preprečitev ponovnega vklopa zahteva omogočitev ponovnega vklopa na vseh izklopnih mestih.</i>	- <i>telefonsko</i>
C/3	Odgovorne osebe za preprečitev ponovnega vklopa:	
	- <i>Omogočijo ponovni vklop in o tem obvestijo KD. Pri lokalnem razzemljevanju lahko to izvedejo neposredno pred razzemljitvijo.</i>	- <i>telefonsko</i>
C/4	KD:	
	- <i>Obvesti KSM, da so vsa dela končana in da je EEN pripravljena za vklop.</i>	- <i>depeša ali fonogram</i>
C/5a	KSM je operater OCV:	
	- <i>Od operaterja RCV pridobi soglasje za vklop EEN.</i>	- <i>telefonsko</i>
	- <i>Vzpostavi normalno obratovalno stanje. Stikalne manipulacije za vsestransko razzemljitev, vidni vklop in vklop EEN lahko daljinsko izvede ali, če ni možno daljinsko krmiljenje, koordinira njihovo izvedbo v sodelovanju z odgovornimi osebami za krmiljenje posameznih objektov (dispečerji DCV, dispečerji verige hidroelektrarn, stikalci...).</i>	- <i>skladno s točko 8.5.</i>
	- <i>O času vklopa obvesti operaterja RCV.</i>	- <i>telefonsko</i>
C/5b	KSM je dispečer drugega podjetja (izjemoma, skladno s točko 5. priloge X):	
	- <i>Od operaterja OCV pridobi soglasje za vklop EEN.</i>	- <i>telefonsko</i>
	- <i>Vzpostavi normalno obratovalno stanje. Stikalne manipulacije za vsestransko razzemljitev, vidni vklop in vklop EEN lahko daljinsko izvede ali, če ni možno daljinsko krmiljenje, koordinira njihovo izvedbo v sodelovanju z odgovornimi osebami za lokalno krmiljenje posameznih objektov.</i>	- <i>skladno s točko 8.5.</i>
	- <i>Obvesti KD, da je EEN vsestransko izklopljena, vidno ločena in ozemljena.</i>	- <i>dokum. obv.</i>
	- <i>O času vklopa obvesti operaterja OCV, ki o tem obvesti operaterja RCV.</i>	- <i>telefonsko</i>

OPOMBE:

- Pri postopkih izklopa in vklopa se lahko kot dokumentirana obvestila izjemoma, npr. ko je KSM dispečer drugega podjetja, poleg depeše ali fonograma uporabita tudi:
 - govorno obvestilo (telefon, radijska zveza), ki je posneto s snemalno napravo in obojestransko vpisano v obratovalno knjigo,
 - pisno obvestilo, predano po telefaksu, ki ga na dokumentiran način potrди prejemnik.
- Odgovorne osebe za planiranje izklopa in KD lahko komunicirajo s KSM direktno ali preko stikalca oziroma nadrejenega centra vodenja. V tem

primeru mora biti razvidno, kdo je dokumentirano obvestilo sestavil (KD) in kdo ga je oddal (npr. dispečer DCV).

3. Postopek priprave in izvedbe izklopa meddržavnega daljnovoda je opisan v skupno sprejetih navodilih posameznega daljnovoda.

8. Koordinacija stikalnih manipulacij na daljnovodu

8.1. Energetski izklop / vklop daljnovoda

Energetski izklop / vklop daljnovoda je lahko enostranski ali obojestranski in se ga izvede z izklopom / vklopom odklopnikov na telefonsko zahtevo operaterja RCV ali OCV. Energetski izklop daljnovoda se uporablja iz obratovalnih razlogov, kot je npr. sestavljanje omrežja po razpadu, preusmeritev energije in regulacija napetosti.

8.2. Izklop za delo na daljnovodu

Izklop daljnovoda za varno delo je izveden, ko je v vseh pripadajočih daljnovodnih poljih izveden sklop stikalnih manipulacij za:

- **izklop in vidno ločitev daljnovoda**, kar pomeni izklop odklopnika, zbiralničnega ločilnika in daljnovodnega ločilnika,
- **ozemljitev daljnovoda**, kar pomeni vklop ozemljitvenega ločilnika ali če tega ni, postavitve ustrezne naprave za ozemljitev in kratkostičenje.

Vklop daljnovoda po zaključenih delih je izveden, ko je v vseh pripadajočih daljnovodnih poljih izveden sklop stikalnih manipulacij za:

- **razzemljitev daljnovoda**, kar pomeni izklop ozemljitvenega ločilnika ali če tega ni, odstranitev ustrezne naprave za ozemljitev in kratkostičenje,
- **vklop daljnovoda**, kar pomeni vklop daljnovodnega ločilnika, zbiralničnega ločilnika in odklopnika.

8.3. Komuniciranje KSM pri izklopu za delo na daljnovodu, če ni možno daljinsko krmiljenje

1. Pri izklopu daljnovoda za varno delo KSM:
 - izklop in vidno ločitev daljnovoda zahteva telefonsko,
 - ozemljitev daljnovoda zahteva z depešo ali fonogramom.
2. Pri vklopu daljnovoda po zaključenih delih KSM:
 - razzemljitev daljnovoda zahteva telefonsko,
 - vklop daljnovoda pod napetost zahteva z depešo ali fonogramom.

KSM sprejme dokumentirano obvestilo, da so zahtevane stikalne manipulacije za izklop, vidno ločitev in ozemljitev oziroma razzemljitev in vklop daljnovoda izvedene. Telefonsko dokumentirano obvestilo sprejme, če KSM na sistemu za vodenje omrežja vidi položaje stikalnih elementov. Če položajev ne vidi, lahko sprejme le depešno ali fonogramsko dokumentirano obvestilo.

8.4. Postopki KSM pri izklopu za delo na daljnovodu, če ni možno daljinsko krmiljenje

- KSM začne s stikalnimi manipulacijami za izklop daljnovoda na osnovi **odobrene depeše in telefonskega zahtevka** KD ali odgovorne osebe (če bo delo izvajala samo ena delovna skupina).
- **Telefonsko** zahteva izklop in vidno ločitev daljnovoda na izklopnem mestu A.
- Sprejme dokumentirano obvestilo da je daljnovod izklopljen in vidno ločen na izklopnem mestu A.
- **Telefonsko** zahteva izklop in vidno ločitev daljnovoda na izklopnem mestu B.
- Sprejme dokumentirano obvestilo da je daljnovod izklopljen in vidno ločen na izklopnem mestu B.
- Z **depešo ali fonogramom** zahteva ozemljitev daljnovoda na izklopnem mestu A in B.
- Sprejme dokumentirano obvestilo o izvršitvi ozemljitve daljnovoda na izklopnem mestu A in B.
- Z **depešo ali fonogramom** obvesti KD oziroma odgovorno osebo (če bo delo izvajala samo ena delovna skupina), da je daljnovod obojestransko izklopljen, vidno ločen in ozemljen.

Po tem KD organizira izvedbo preprečitve ponovnega vklopa, čemu sledijo še vsi ostali ukrepi, ki so potrebni za izvajanje varnega dela.

8.5. Postopki KSM pri vklopu daljnovoda, če ni možno daljinsko krmiljenje

- KSM začne s stikalnimi manipulacijami za vklop daljnovoda na osnovi **depešnega obvestila KD** ali odgovorne osebe (če je delo izvajala samo ena delovna skupina), da so vsa dela končana in da je daljnovod pripravljen za vklop.
- **Telefonsko** zahteva razzemljitev daljnovoda na izklopnem mestu A in B.
- Sprejme dokumentirano obvestilo da je daljnovod razzemljen na izklopnem mestu A in B.
- Z **depešo ali fonogramom** zahteva vklop daljnovoda na izklopnem mestu A.
- Sprejme **telefonsko** obvestilo o vklopu daljnovoda na izklopnem mestu A.
- Telefonsko zahteva vklop daljnovoda na izklopnem mestu B.
- Sprejme **telefonsko** obvestilo o vklopu daljnovoda na izklopnem mestu B.

OPOMBA: Če ima daljnovod enega ali več antenskih odcepov, je treba opisana postopka smiselno razširi še na ostala daljnovodna polja (izkloпно mesto C, izkloпно mesto D, ...).

8.6. Daljinsko krmiljenje pri izklopu za delo na daljnovodu in vklopu daljnovoda

Če KSM stikalne aparate v posameznem daljnovodnem polju daljinsko krmili, stikalne manipulacije za izklop, vidno ločitev in ozemljitev oziroma razzemljitev in vklop daljnovoda izvede v istem zaporedju kot je opisano v poglavjih 8.4. in 8.5 priloge X.

Po izvedenih stikalnih manipulacijah za izklop daljnovoda, KSM postavi računalniško zaporo na komande, kar je samo dodaten ukrep, ki ne nadomešča preprečitev ponovnega vklopa (blokada naprav proti nehotenemu ponovnemu vklopu) na vseh izklopnih mestih na najnižjemu nivoju - na sami napravi.

9. Preklop odvodov na drugi sistem zbiralk

V RTP, ki imajo dva ali več sistemov zbiralk se preklop odvodov iz enega na drugi sistem zbiralk praviloma izvaja na naslednji način (primer preklopa odvodov iz sistema I na II):

- vklop merilnega polja sistema II,
- vklop ločilnikov in odklopnika zveznega polja,
- vklop ločilnikov sistema II v vseh odvodnih poljih tako, da so hkrati v vseh odvodnih poljih vklopljeni ločilniki sistema I in sistema II,
- izklop ločilnikov sistema I v vseh odvodnih poljih,
- izklop odklopnika in ločilnikov zveznega polja,
- izklop merilnega polja sistema I (če je v normalnem obratovalnem stanju izklopljeno).

Preklop odvodov iz enega na drugi sistem zbiralk se lahko izvaja tudi na naslednji način, z upoštevanjem navedenega opozorila (primer preklopa odvodov iz sistema I na sistem II):

- vklop merilnega polja sistema II,
- vklop ločilnikov in odklopnika zveznega polja,
- v vsakem odvodnem polju posebej vklop ločilnika sistema II in izklop ločilnika sistema I,
Opozorilo: zaporedje odvodnih polj v katerih se izvaja preklop ločilnikov mora biti izbrano tako, da ne nastopi preobremenitev zveznega polja.
- izklop odklopnika in ločilnikov zveznega polja,
- izklop merilnega polja sistema I (če je v normalnem obratovalnem stanju izklopljeno).

Preklop odvodov iz enega na drugi sistem zbiralk:

- za potrebe izvajanja vzdrževalnih del praviloma izvaja odgovorna oseba za lokalno krmiljenje objekta s soglasjem operaterja OCV,
- za potrebe obratovanja izvaja operater OCV, izjemoma pa, če niso izpolnjeni tehnični pogoji za daljinsko krmiljenje objekta, odgovorna oseba za lokalno krmiljenje objekta po nalogu operaterja OCV.

Vse ostale izjeme morajo biti določene v obratovalnih navodilih za posamezne RTP.

10. Preklop objekta na lokalno krmiljenje

Če je prekop objekta na lokalno krmiljenje potreben zaradi izvajanja vzdrževalnih del, odgovorna oseba za lokalno krmiljenje objekta telefonsko zaprosi operaterja (dispečerja) v centru vodenja za prekop objekta na lokalno krmiljenje in nato izvede prekop na osnovi ustnega soglasja operaterja.

Če je prekop objekta na lokalno krmiljenje potreben zaradi okvare ali vzdrževanja informacijskega sistema, operater (dispečer) v centru vodenja telefonsko zahteva od odgovorne osebe za lokalno krmiljenje objekta prekop objekta na lokalno krmiljenje.

V obeh primerih je potrebno v knjigo obratovanja v centru vodenja in v komandnem prostoru objekta vpisati čas in vzrok preklopa ter kdo je zahteval prekop. Prekop na lokalno krmiljenje mora biti opremljen z ustreznim signalom in s tem dodatno dokumentiran.

Na lokalno krmiljenje se lahko preklopi tudi posamezna polja, če je to tehnično možno.

Priloga XI: Splošni postopek po izpadu VN daljnovoda

1. Izpad daljnovoda z delovanjem distančne ali diferenčne zaščite

VN daljnovode praviloma ščiti distančna zaščita, nekatere daljnovode tudi diferenčna zaščita. Na nekaterih daljnovodih je aktiviran APV (priloga XIII teh navodil).

Če na daljnovodu ni aktiviran APV, bo pri vseh okvarah distančna oziroma diferenčna zaščita povzročila vsestranski tripolni izklop daljnovoda.

Če je na daljnovodu aktiviran enopolni APV, bo v primeru enofazne okvare sledil enopolni APV, v primeru medfazne okvare pa vsestranski tripolni izklop daljnovoda.

1.1. Okvara VN daljnovoda

Po delovanju distančne ali diferenčne zaščite je VN daljnovod v okvari in se ne vklaplja:

- po neuspešnem APV;
- po takojšnjem tripolnem izpadu (APV ni deloval, medfazna okvara) in sicer:
 - ob lepem vremenu, ko poskusni vklop daljnovoda ni dovoljen,
 - ob neugodnih vremenskih razmerah (nevihta, ...) po neuspešnem poskusnem vklopu, ki je bil izveden s soglasjem operaterja RCV.

Izjemoma, ko je daljnovod nujno potreben (motnje odjema, preobremenitve drugih daljnovodov), lahko operater RCV v vseh naštetih primerih zahteva dodatni poskusni vklop.

1.2. Postopek v primeru izpada daljnovoda z distančno ali diferenčno zaščito

Operater OCV:

- Pridobi informacijo o času izpada, vklopnem stanju in signalizacijah delovanja zaščit na vseh koncih daljnovoda in morebitno na drugih bližnjih EEN. O tem obvesti operaterja RCV.
- Po posvetovanju in z dovoljenjem operaterja RCV izvede ali koordinira poskusni vklop daljnovoda. Po možnosti zanko sklepa v RTP, kjer je možen vklop preko avtomatskega sinhronizatorja.
- Če je poskusni vklop (avtomatski ali ročni) uspešen o dogodku obvesti odgovorno osebo za daljnovod. Če je bil dogodek v nočnem času, jo obvesti zjutraj.
Odgovorne osebe za daljnovode so s strani systemskega operaterja odgovorne osebe enot elektroprenosa za daljnovode, izven systemskega operaterja dispečerji DCV, dispečerji verig hidroelektrarn in stikalci objekta.
- Če je daljnovod v okvari:
 - Izvede ali zahteva vsestransko vidno ločitev daljnovoda;
 - Od odgovorne osebe za relejno zaščito (ELES – Služba za sekundarne sisteme) zahteva informacijo o lokaciji okvare;

- Od odgovornih oseb za daljnovod zahteva organizacijo pregleda daljnovodnih polj in dela daljnovoda, ki je last njihovega podjetja. Če je v lasti ELES samo daljnovodno polje, pregled tega polja zahteva od odgovorne osebe za RTP. Če elektroenergetska situacija to dovoljuje, se pregled izvede izven nočnega časa.
- Ko pridobi informacijo o lokaciji okvare, o tem obvesti odgovorne osebe za daljnovod.
- Če mesto okvare ni ugotovljeno:
 - Od odgovornih oseb, ki so organizirale pregled daljnovodnih polj, sprejme telefonsko obvestilo, da so daljnovodna polja pregledana in sposobna za obratovanje.
 - Od odgovornih oseb, ki so organizirale pregled daljnovoda, sprejme depešo, da je daljnovod pregledan in sposoben za obratovanje.
 - V soglasju z operaterjem RCV, izvede ali zahteva poskusni vklop daljnovoda.
- Če je mesto okvare ugotovljeno upošteva vse postopke za ozemljitev in po odpravi okvare vse postopke za vklop daljnovoda, enako kot pri planskih delih.
- Operaterja RCV sproti obvešča o uspešnem ali neuspešnem ponovnem vklopu in vrsti okvare.

Dispečer DCV, dispečer verige hidroelektrarn, stikalec objekta:

- Operaterja OCV obvestijo o času izpada, vklopnem stanju in signalizacijah delovanja zaščit v DV poljih, katera krmilijo.

Odgovorne osebe za daljnovode:

- Organizirajo pregled daljnovodnih polj in dela daljnovoda, ki je last njihovega podjetja.
- Če mesto okvare ni ugotovljeno, o tem dokumentirano obvestijo operaterja OCV (za daljnovod-je depešno, za pripadajoča daljnovodna polja pa telefonsko).
- Če je mesto okvare ugotovljeno na delu daljnovoda, ki je last njihovega podjetja, prevzamejo funkcijo ali pa določijo KD oziroma odgovorno osebo za izdajo dovoljenja za delo ter upoštevajo vse postopke za ozemljitev in po odpravi okvare vse postopke za vklop daljnovoda, enako kot pri planskih delih.

2. Izpad daljnovoda z delovanjem zaščite pri preobremenitvi

Operater OCV v sodelovanju z operaterjem RCV izvede ukrepe, ki zagotavljajo da daljnovod po vklopu ne bo preobremenjen in po tem izvede ali zahteva vklop daljnovoda.

3. Izpad daljnovoda z delovanjem ostalih zaščit

Daljnovod lahko enostransko izpade z delovanjem zaščite zbiralk, zaščite pri zatajitvi odklopnika in zaščite pri neskladju polov. Ukrepanja pri delovanju teh zaščit so opisana v obratovalnih navodilih za posamezne RTP.

Priloga XII: Transformatorji z ozemljenimi zvezdišči

Stanje na dan 01. 01. 2007.

Objekt	Transformator	Način ozemljitve	Ločilnik vklopljen
na 400 kV strani			
RTP Beričevo *	T421 400/220 kV, 400 MVA, avtotransformator	toga	
	T422 400/220 kV, 400 MVA, avtotransformator	toga	
RTP Divača	T411 400/110 kV, 300 MVA	toga	
RTP Krško	T411 400/110 kV, 300 MVA	toga	
NE Krško	GT1 (T41) 400/21 kV, 1x400 MVA	toga	
	GT2 (T41) 400/21 kV, 1x500 MVA	toga	
RTP Maribor	T41 400/110 kV, 300 MVA	ločilnik	da
	T42 400/110 kV, 300 MVA	ločilnik	da
RTP Okroglo	T411 400/110 kV, 300 MVA	toga	
RTP Podlog	T421 400/220 kV, 400 MVA, avtotransformator	toga	
TE Šoštanj	5AT01 400/21 kV, 377 MVA	toga	
na 220 kV strani			
RTP Beričevo	T211 220/110 kV, 150 MVA	toga	
	T212 220/110 kV, 150 MVA	toga	
RTP Cirkovce **	TR GI 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	eden izmed dveh
	TR GII 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	
RTP Divača	T211 220/110 kV, 150 MVA	toga	
	T212 220/110 kV, 150 MVA	toga	
RTP Kleče	T211 220/110 kV, 150 MVA	toga	
	T212 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	da
RTP Podlog	T211 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	da
	T212 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	
TE Šoštanj	4AT01 220/15,7 kV, 320 MVA	toga	
na 110 kV strani			
TE Brestanica	T8 110/10 kV, 31,5 MVA	ločilnik	da
	T14 110/10 kV, 150 MVA	ločilnik	le ob izklopu T8
	T15 110/10 kV, 150 MVA	ločilnik	le ob izklopu T8
RTP Cirkovce **	TR GI 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	eden izmed dveh
	TR GII 220/110 kV, 150 MVA	ločilnik	
RTP Divača	TR411 400/110 kV, 300 MVA	ločilnik	ne
	TR131 110/35 kV, 20 MVA	ločilnik	ob izklopu T132
	TR132 110/35 kV, 20 MVA	toga	
HE Dravograd	TR1 110/6 kV, 31,5 MVA	ločilnik	eden izmed dveh
	TR2 110/6 kV, 31,5 MVA	ločilnik	

Objekt	Transformator	Način ozemljitve	Ločilnik vklopljen
RTP Gorica	TR 5 110/20 kV, 20 MVA	toga	
	TR 3 110/20 kV, 31,5 MVA	ločilnik	ob izklopu TR5
RTP Grosuplje	TR1 110/20 kV, 31,5 MVA	toga	
RTP Idrija	TR 1 110/20 kV, 20 MVA	toga	
	TR 2 110/20 kV, 20 MVA	toga	
RTP Jeklarna	TR2 110/35 kV, 75 MVA	toga	
	TR3 110/35 kV, 100 MVA	ločilnik	da
RTP Kleče	T131 110/35 kV, 20 MVA	ločilnik	eden izmed dveh
	T133 110/35 kV, 31,5 MVA	ločilnik	
RTP Kočevje	TR1 110/20 kV, 20 MVA	toga	
RTP Koper	TR121 110/20/10 kV, 31,5 MVA	toga	
	TR122 110/20 kV, 31,5 MVA	toga	
	TR131 110/35 kV, 31,5 MVA	ločilnik	ob izklopu TR121 in TR122
NE Krško	T3 110/6,3 kV (za LR), 60 MVA	ločilnik	da
RTP Krško	T411 400/110 kV, 300 MVA	ločilnik	ne
RTP Ljutomer	TR1 110/20 kV, 31,5 MV	ločilnik	eden izmed dveh
	TR2 110/20 kV, 31,5 MVA	ločilnik	
HE Medvode	TR4 110/20 kV, 20 MVA	toga	
	TR5 110/20 kV, 20 MVA	toga	
HE Moste	TR1 110/35 kV, 20 MVA	ločilnik	eden izmed dveh
	TR2 110/35 kV, 31,5 MVA	ločilnik	
RTP Pekre	TR1 110/35 kV, 31,5 MVA	ločilnik	eden izmed dveh
	TR2 110/35 kV, 31,5 MVA	ločilnik	
RTP Podlog DES	TR1 110/20 kV, 20 MVA	toga	
	TR2 110/20 kV, 20 MVA	ločilnik	le ob izklopu TR1
TE Šoštanj	TR SLR 4 (5BCT01) 110/10 kV, 31,5 MVA	toga	
RTP Tolmin	TR 2 110/35 kV, 31,5 MVA	toga	
TE TOL	BCT07 (SLR 2,3) 110/6,3 kV, 2 x 8 MVA	ločilnik	da
	BCT19 (SLR 1) 110/6,3 kV, 10 MVA	ločilnik	da
TE Trbovlje	TR17 110/6,3 kV, 20 MVA	toga	

OPOMBA:

* Avtotransformator je hkrati ozemljen tudi na 220 kV strani.

** V RTP Cirkovce sta transformatorja ozemljena križno – eden na 220 kV strani drugi na 110 kV strani. Če je vklopljen samo eden transformator je ozemljen samo na 110 kV strani.

Priloga XIII: Aktivirani (enopolni) APV na daljnovodih

Stanje na dan 01. 01. 2007.

Na 400 in 220 kV nivoju so aktivirani enopolni APV na vseh daljnovodih.**Na 110 kV nivoju:**

Ime daljnovoda	Opomba
DV 110 kV Ajdovščina-Idrija	
DV 110 kV Beričevo-Domžale	
DV 110 kV Beričevo-Grosuplje I	
DV 110 kV Beričevo-Grosuplje II	
DV 110 kV Beričevo-Kleče	
DV 110 kV Bežigrad-Črnuče	
DV 110 kV Bežigrad-Črnuče	
DV 110 kV Brestanica-Hudo	
DV 110 kV Brestanica-Krško DES	
DV 110 kV Brestanica-Krško I	
DV 110 kV Brestanica-Krško II	
DV 110 kV Brestanica-Krško NEK	
DV 110 kV Brestanica-Sevnica	
DV 110 kV Bršljin-Hudo I	
DV 110 kV Bršljin-Hudo II	
DV 110 kV Cerkno-Idrija	
DV 110 kV Cirkovce-Kidričevo I	(1p+3p)
DV 110 kV Cirkovce-Kidričevo II	(1p+3p)
DV 110 kV Cirkovce-Kidričevo III	(1p+3p)
DV 110 kV Cirkovce-Maribor I	
DV 110 kV Cirkovce-Maribor II	
DV 110 kV Cirkovce-Rogaška Slatina	
DV 110 kV Črnuče-Kleče	
DV 110 kV Divača-Ajdovščina I	
DV 110 kV Divača-Ajdovščina II	
DV 110 kV Divača-Dekani	
DV 110 kV Divača-Koper I	
DV 110 kV Divača-Koper II	
DV 110 kV Divača-Pivka	
DV 110 kV Doblar-Gorica	
DV 110 kV Doblar-Tolmin	
DV 110 kV Dravograd-Slovenj Gradec I	
DV 110 kV Fala-(Karbid)-Pekre jug	(3p)
DV 110 kV Fala-(Karbid)-Pekre sever	(3p)
DV 110 kV Formin-Cirkovce	
DV 110 kV Formin-Ljutomer	
DV 110 kV Formin-Nedeljanec	

Ime daljnovoda	Opomba
DV 110 kV Formin-Ptuj	
DV 110 kV Gorica-Ajdovščina	
DV 110 kV Gorica-Plave	
DV 110 kV Gorica-Vrtojba	
DV 110 kV Gotna vas-Metlika	
DV 110 kV Grosuplje-Ribnica	
DV 110 kV Hudo-(Gotna vas II)-Črnomelj	blokiran v Gotni vasi
DV 110 kV Hudo-Gotna vas I	
DV 110 kV Hudo-Kočevje	
DV 110 kV Ilirska Bistrica-Matulji	
DV 110 kV Jeklarna-Železarna	
DV 110 kV Kleče-Medvode	
DV 110 kV Kleče-Okroglo I	
DV 110 kV Koper-Buje	
DV 110 kV Koper-Dekani	
DV 110 kV Koper-Lucija	(3p)
DV 110 kV Krško-Brežice I	
DV 110 kV Krško-Brežice II	
DV 110 kV Krško-Hudo I	
DV 110 kV Krško-Hudo II	aktiviran samo v RTP Krško
DV 110 kV Labore-Okroglo	
DV 110 kV Laško-Hrastnik	
DV 110 kV Laško-Podlog	
DV 110 kV Laško-Trbovlje	
DV 110 kV Lipa-Selce	
DV 110 kV Ljutomer-Murska Sob.	
DV 110 kV Maribor-Rače I	
DV 110 kV Maribor-Selce II	
DV 110 kV Maribor-Sladki vrh	
DV 110 kV Moste-Jesenice I	
DV 110 kV Moste-Jesenice II	
DV 110 kV Murska Sob.-Radenci	
DV 110 kV Okroglo-Jeklarna I	
DV 110 kV Okroglo-Jeklarna II	
DV 110 kV Okroglo-Tržič	
DV 110 kV Okroglo-Zlato polje	
DV 110 kV Ormož-Ljutomer	
DV 110 kV Ormož-Ljutomer	
DV 110 kV Pekre-Maribor I	
DV 110 kV Pekre-Maribor II	
DV 110 kV Pivka-Ilirska Bistrica	
DV 110 kV Plave-Doblar	
DV 110 kV Podlog-Mozirje	
DV 110 kV Šoštanj-Podlog I	
DV 110 kV Ptuj-Kidričevo	
DV 110 kV Rače-Slovenska Bistrica I	
DV 110 kV Radenci-Sladki vrh	

Ime daljnovoda	Opomba
DV 110 kV Radovljica-Moste	
DV 110 kV Ribnica-Kočevnje	
DV 110 kV Ruše-Pekre	(3p), aktiviran samo v RTP Pekre
DV 110 kV Selce-Laško I	
DV 110 kV Selce-Laško II	
DV 110 kV Sežana-Divača	
DV 110 kV Slovenj Gradec-Velenje I	
DV 110 kV Slovenske Konjice-Trnovlje I	
DV 110 kV Slovenska Bistrica-Slovenske Konjice I	
DV 110 kV Škofja Loka-Okroglo	
DV 110 kV Šoštanj-Podlog I	(3p) s kontrolo sinhronizma
DV 110 kV Šoštanj-Podlog II	(3p) s kontrolo sinhronizma
DV 110 kV Šoštanj-Velenje I	(3p) s kontrolo sinhronizma
DV 110 kV Tolmin-Cerkno	
DV 110 kV Trbovlje-(Potoška vas)-Beričevo II	
DV 110 kV Trbovlje-Beričevo I	
DV 110 kV Trbovlje-Brestanica	
DV 110 kV Trbovlje-Hrastnik	
DV 110 kV Trbovlje-Vrhovo	
DV 110 kV Trnovlje-Selce I	
DV 110 kV Tržič-Radovljica	
DV 110 kV Vrhovo-Sevnica	
DV 110 kV Vrtojba-Sežana	
DV 110 kV Vuhred-(Korund)-Pekre jug	(3p)
DV 110 kV Vuhred-(Korund)-Pekre sever	(3p)
DV 110 kV Zlato polje-Primskovo	

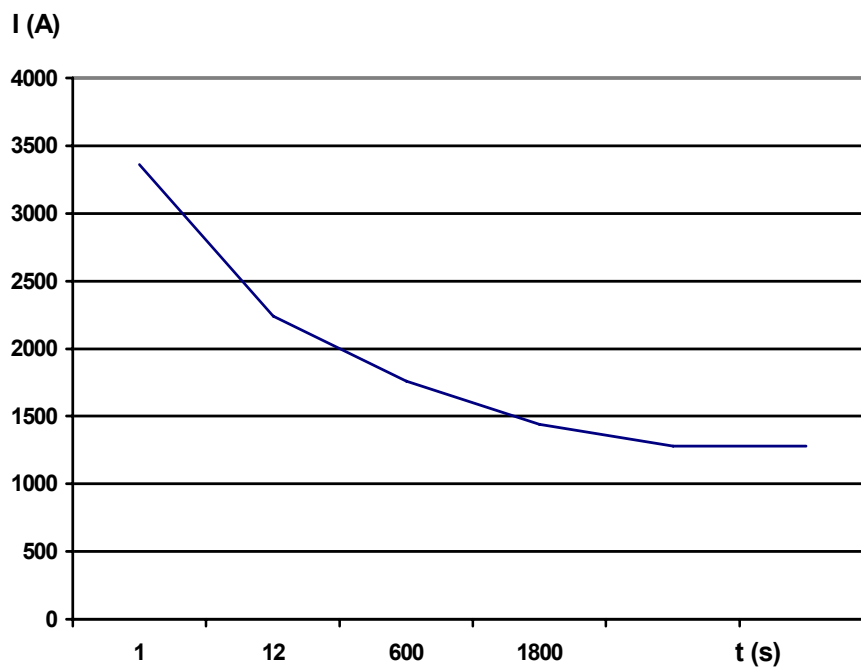
Legenda:

brez oznak .. le enopolni APV,
(3p) tripolni APV,
(1p+3p) eno ali tripolni APV.

Priloga XIV: Dovoljene trajne obremenitve daljnovodov in zaščite

Stanje na dan 01. 01. 2007.

Daljnovod	Nastavitve nadtokovne zaščite
DV 400 kV Beričevo-Divača DV 400 kV Beričevo-Podlog DV 400 kV Maribor-Krško DV 400 kV Maribor-Podlog DV 400 kV Divača-Melina	<ul style="list-style-type: none"> - 1. stopnja pri 1920 A po 20 s ALARM, po 20 min IZPAD - 2. stopnja pri 2100 A po 20 s IZPAD
DV 400 kV Beričevo-Okroglo I DV 400 kV Beričevo-Okroglo II DV 400 kV Krško-Tumbri I DV 400 kV Krško-Tumbri II	<ul style="list-style-type: none"> - 1. stopnja pri 1600 A po 20 s alarm, po 20 min IZPAD - 2. stopnja pri 2100 A po 20 s IZPAD
DV 400 kV Divača-Redipuglia	<ul style="list-style-type: none"> - 1. stopnja pri 2700 A po 20 s ALARM, po 20 min IZPAD - 2. stopnja pri 3200 A po 20 s IZPAD
DV 400 kV Maribor-Kainachtal 473 DV 400 kV Maribor-Kainachtal 474	<ul style="list-style-type: none"> - 1. stopnja $t = f(I)$ (glej sliko 1 v prilogi) - 2. stopnja pri 2100 A po 1,2 s izpad
DV 220 kV Beričevo-Kleče DV 220 kV Beričevo-Podlog DV 220 kV Cirkovce-Podlog DV 220 kV Divača-Padriciano DV 220 kV Divača-Pehlin DV 220 kV Kleče-Divača	<ul style="list-style-type: none"> - 1. stopnja pri 960 A po 5 s ALARM - 2. stopnja pri 1200 A po 20 s IZPAD
DV 220 kV Obersielach-Podlog	<ul style="list-style-type: none"> - 1. stopnja pri 960 A po 6 s ALARM, - 2. stopnja pri 1200 A po 2,5 s IZPAD - 3. stopnja pri 1600 A po 0,3 s IZPAD
DV 220 kV Cirkovce-Žerjavinec	<ul style="list-style-type: none"> - pri 780 A po 5 s IZPAD
DV 110 kV Koper-Buje DV 110 kV Ilirska Bistrica-Matulji	<ul style="list-style-type: none"> - pri 470 A po 10 s IZPAD
DV 110 kV Formin-Nedeljanec	<ul style="list-style-type: none"> - pri 590 A po 5 s IZPAD



Grafični prikaz: stopnja $t = f(I)$ nadtokovne zaščite v RTP Maribor na DV 400 kV Maribor-Kainachtal 473 in na DV 400 kV Maribor-Kainachtal 474

Priloga XV: Stikališča, HE, TE in NEK, kjer je možna ali sinhronizacija ali paralelno spajanje

Stanje na dan 01. 01. 2007.

CV DEM Maribor:

RTP / HE / TE	Možnost sinhronizacije
CV DEM Maribor	
	sinhronizacija DV je možna v vseh HE sinhronizacija generatorjev na 110 kV ali na SN nivoju je odvisna od načina priključitve v posamezni HE
OCV Maribor	
RTP Maribor	DV na vseh napetostnih nivojih
RTP Cirkovce	DV na vseh napetostnih nivojih
RTP Kidričevo	DV na 110 kV napetostnem nivoju
OCV Beričevo	
RTP Beričevo	DV na vseh napetostnih nivojih
RTP Podlog	DV na vseh napetostnih nivojih
RTP Krško	DV na vseh napetostnih nivojih
HE Moste	DV na 110 kV, generatorji na 110 kV oz. 35 kV
HE Medvode	DV na 110 kV, generatorji na 6 kV, ostalo na 35 kV napetostnem nivoju
HE Mavčiče	na 110 kV
HE Vrhovo	le generatorji na 6 kV
OCV Nova Gorica	
HE Dobljar	na 110 kV
HE Plave	na 110 kV
HE Solkan	generatorji na 6 kV
RTP Divača	na vseh DV 400 kV, 220 kV in 110 kV
RTP Gorica	na vseh DV 110 kV
RTP Sežana	na vseh DV 110 kV
RTP Dekani	na vseh DV 110 kV
TE Brestanica	
	na vseh 110 kV DV poljih, generatorji na 11 kV oz. na 10 kV
TE Šoštanj	
	na vseh 110 kV DV poljih, generatorji 1-3 na 110 kV, TEŠ4 na 220 kV, TEŠ5 na 400 kV
TE-TO Ljubljana	
	na vseh 110 kV DV poljih, generatorji na 110 kV
TE Trbovlje	
	na vseh 110 kV DV poljih, generatorji TET2, PB1 in 2 na 110 kV
NE Krško	
	na vseh 400 kV DV poljih, generator na 21 kV

SINHRONIZACIJA IN PARALELNO SPAJANJE

Sinhronizacija omrežij je postopek za spojitev dveh asinhronih omrežij. V sinhronizmu dveh omrežij so na povezovalnih daljnovodih izpolnjeni pogoji $U_1 = U_2$, $\Delta U = 0$, $f_1 = f_2$, $\Delta f = 0$, $s = 0$ - slip, $\delta = \alpha$ - kot med napetostima je običajno majhen.

Paralelno spajanje je vklop dveh zank (povezovalnih daljnovodov) že sinhronih omrežij, pri čemer je prevelik kot $\delta = \alpha$ med napetostima povezovalnega daljnovoda in drugega omrežja lahko ovira za vklop.

Vklop odklopnika preko avtomatskega sinhronizatorja se izvede le, če so izpolnjeni pogoji po spodnji razpredelnici. Operater RCV sme v primerih, ko ni možno doseči spajanja preko avtomatskega sinhronizatorja, po lastni strokovni presoji dati nalog za ročni vklop.

Nastavitve naprav za sinhronizacijo in za paralelno spajanje so v pomembnejših vozliščih EES Slovenije, na dan 01. 01. 2007, naslednje:

Objekt / daljnovod	Sinhrono spajanje			Asinhrono spajanje		Oprema, ki vrši sinhronizacijo	Možnost prenosa sinhro vrednosti	
	δ_{\max}	ΔU_{\max}	Δf_{\max}	Δf_{\max}	t_{odk}		v center	iz centra
	[°el]	[%]	[Hz]	[Hz]	[s]			
RTP Maribor 400 kV: DV in TR polja, ter obhodno polje	35	20	0,05	0,4	0,15	Računalnik polja	DA	DA
RTP Podlog 400 kV: DV Beričevo, DV Maribor in DV Šoštanj krmiljeni na lokalnem panelu v polju (LOKALNO)	20	20	0,05	0,5	0,20	Računalnik polja	NE	NE
RTP Podlog 220 in 400 kV: vsa polja krmiljena iz plošče ali preko MIS (POSTAJNO in DALJINSKO)	35	15				Sinhroskop	NE	NE
RTP Beričevo 400 kV: DV Podlog, DV Okroglo I in II, DV Divača ter obhodno polje RTP Beričevo 220 kV: DV Podlog ter obhodno polje	45	20	0,05	0,5	0,10	Računalnik polja	NE*	NE*
RTP Beričevo 400 in 220 kV: TR polja ter 220 kV DV Kleče	45	20		0,5	0,5	Sinhroskop	NE	NE
RTP Divača 400 kV: vsa polja	35	20	0,05			Računalnik polja	DA	DA
RTP Divača 220 kV: vsa polja	35	20	0,05	0,5	0,09 0,12	Računalnik polja	DA	DA
RTP Krško 400 kV: DV Zagreb I in II	30	20	0,05	0,5	0,10	Računalnik polja	DA	DA
RTP Krško 400 kV: TR 411	35	20	0,05	0,5	0,10	Računalnik polja	DA	DA
RTP Kleče	Ni sinhronizacije							
RTP Okroglo	Ni sinhronizacije							

δ_{\max} [°el]največja dovoljena kotna razlika med fazorji

ΔU_{\max} [%] ...največja dovoljena razlika med velikostmi napetosti v % nazivne vrednosti

Δf_{\max} [Hz]....največja dovoljena razlika v frekvencah

t_{odk} [s].....upoštevan lastni čas odklopnika

*prenos sinhro vrednosti v / iz centra bo mogoč po dodelavi aplikacije na sistemu vodenja

Priloga XVI: Navodilo o prijavljanju dostopov do prenosnega omrežja in pravila netiranja

Zahtevani podatki po standardu ETSO SCHEDULING SYSTEM

Prosilci pri prijavi želenega prenosa sistemskemu operaterju posredujejo podatke po sistemu »ETSO scheduling sistem«, od katerih so obvezni:

- ime in sedež oz. koda prosilca za storitev prenosa,
- ime in sedež oz. koda prodajalca oz. dobavitelja,
- ime in sedež oz. koda kupca oz. prevzemnika,
- vrsta prenosa in koda pravice uporabe ČPZ,
- prevzemno področje (bilančna skupina ali meja),
- predajno področje (bilančna skupina ali meja),
- količina prenesene energije,
- časovni potek prenosa.

Roki in termini

Dodeljevanje preostalih ČPZ poteka na dnevni osnovi in sicer vsak delavnik po končani avkciji do 14:00 ure, oziroma od 9:00 do 14:00 ure, v primeru da se dnevne avkcije ne izvajajo.

Organizator trga in odgovorni bilančnih skupin pošljejo sistemskemu operaterju okvirni vozni red na osnovi prijavljenih prenosov proizvajalcev oziroma odjemalcev in ostalih uporabnikov prenosnega omrežja do 14:00 ure na dan trgovanja za naslednji dan (oz. do vključno prvega naslednjega delavnika).

Podatke o ČPZ sistemski operater javno objavi tako kot prikazuje naslednja tabela.

ČPZ	Rok objave do
Neto ČPZ	1. oktober za naslednje leto
ČPZ za dodeljevanje na letni avkciji oz. razpisu	do 18:00 ure sedem dni pred pričetkom avkcije oz. razpisa
ČPZ za dodeljevanje na mesečni avkciji	do 18:00 ure pet dni pred pričetkom avkcije
ČPZ za dodeljevanje na tedenski avkciji	do 18:00 ure dva dni pred pričetkom avkcije
ČPZ za dodeljevanje na dnevni avkciji	do 18:00 ure predpredhodnega dne (D-2)
Preostale ČPZ za bilateralne dogovore	po končani dnevni avkciji predhodnega dne (D-1)
Preostale ČPZ za bilateralne dogovore, ki jih dodeljuje operater	po uskladitvi voznega reda znotraj tekočega dne D

Tabela: Roki za objavo ČPZ

»Netirani« prenosi električne energije v fazi dodeljevanja preostalih ČPZ

Sistemski operater v fazi dodeljevanja preostalih čezmejnih prenosnih zmogljivosti prosilec odobrava dostop do prenosnega omrežja za čezmejni prenos električne energije tudi na podlagi »netiranja«, če:

- prosilec ta »netirani« prenos naveže na svoj prenos električne energije, za katerega ima že odobren dostop do prenosnega omrežja (t.i. odobren prenos) v okviru predhodno zagotovljene pravice uporabe čezmejne prenosne zmogljivosti,
- »netirani« prenos poteka v istem času na isti meji in v nasprotni smeri kot prehodno odobren prenos električne energije,
- predhodno odobren prenos izhaja iz ELES-ovega dela NTC.

Predhodno odobren prenos električne energije mora biti po dinamiki in količini enak ali večji od vsote nanj vezanih netiranih prenosov.

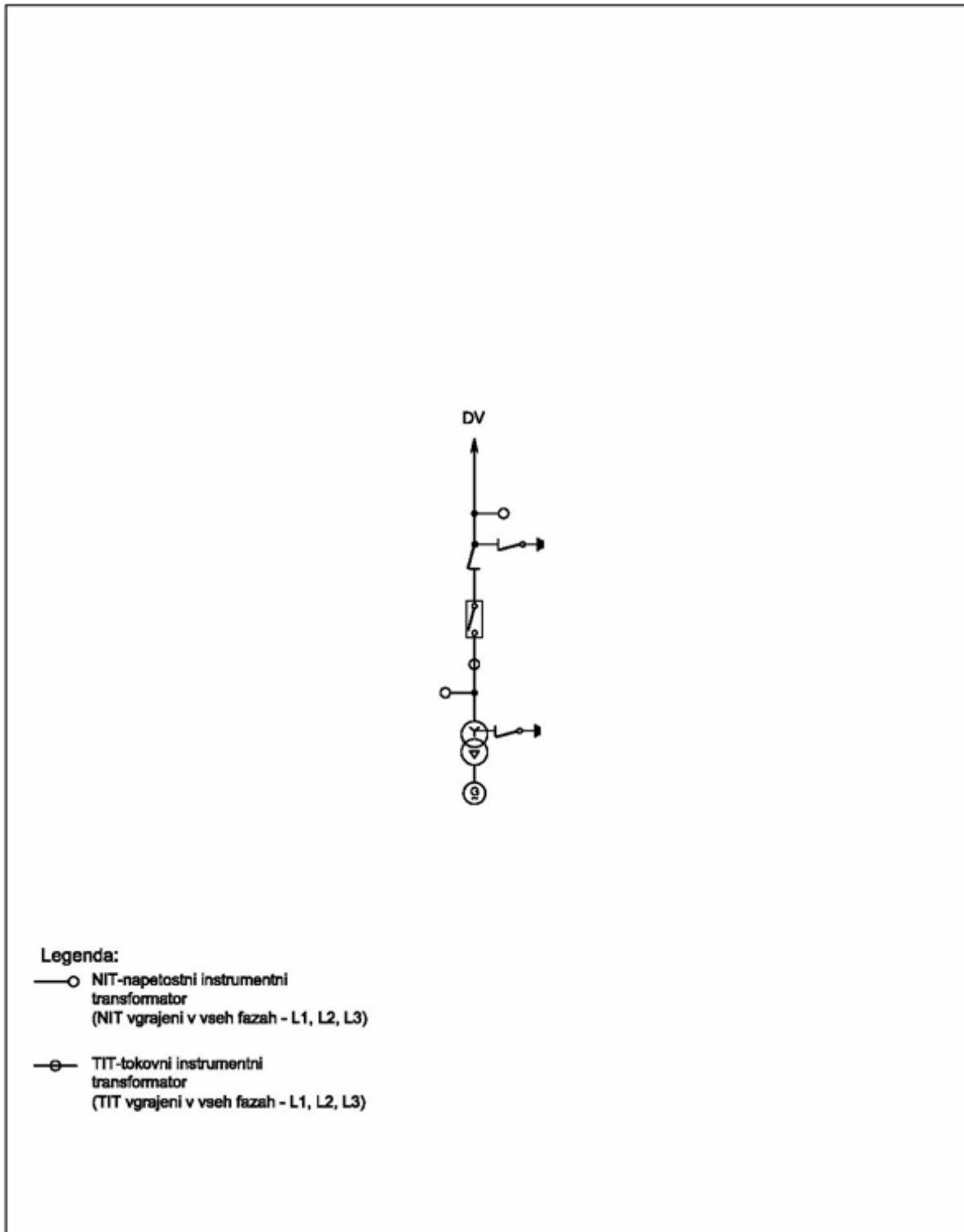
Ob morebitnem preklicu predhodno odobrenega prenosa električne energije se avtomatsko prekličejo vsi nanj vezani netirani prenosi.

V vlogi za dostop do prenosnega omrežja za »netirani« prenos električne energije mora prosilec eksplicitno navesti, da gre za »netiran« prenos. V tej vlogi mora navesti tudi kodo že odobrenega dostopa do prenosnega omrežja za prenos električne energije.

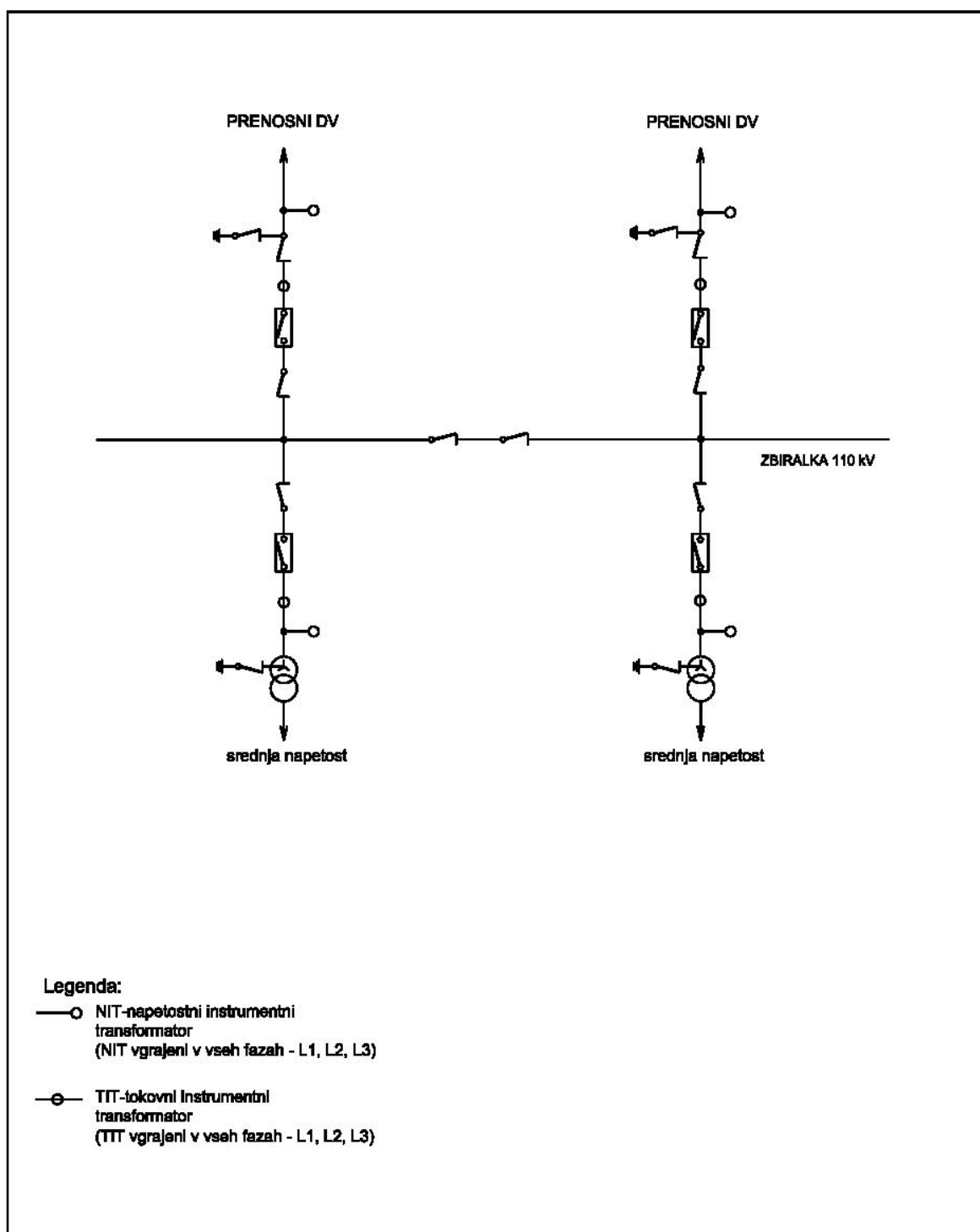
Prosilec se obveže, da bo za netiran prenos električne energije plačal ELES-u stroške po ceniku agencije Republike Slovenije za energijo za neizkoriščeno dodeljeno pravico uporabe čezmejne prenosne zmogljivosti za predhodno odobren prenos električne energije.

Priloga XVII: Enopolne sheme priključkov

Priključek uporabnikov je lahko izveden v skladu s sledečimi enopolnimi shemami.

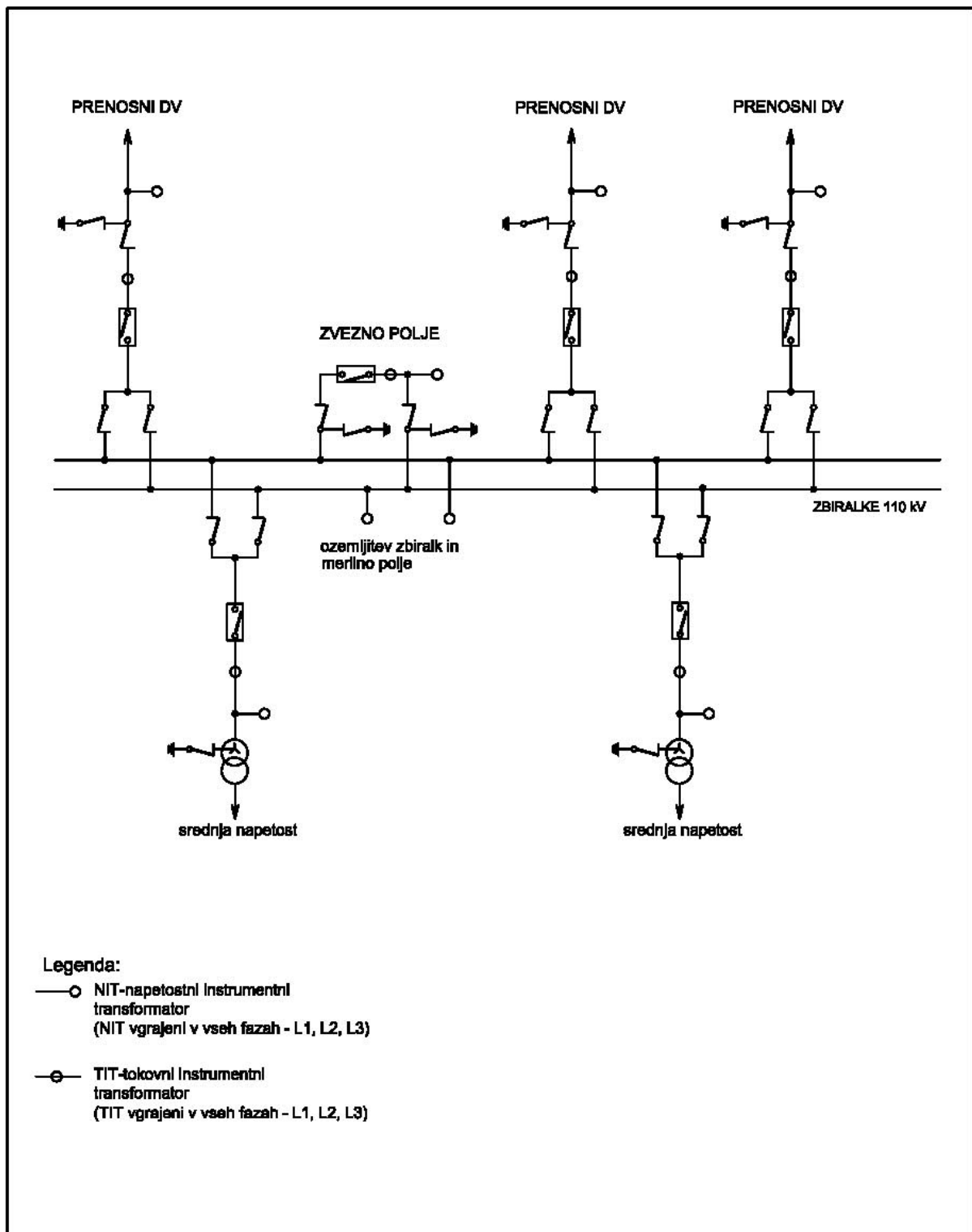


Grafični prikaz:
Radialna priključitev proizvodnega objekta



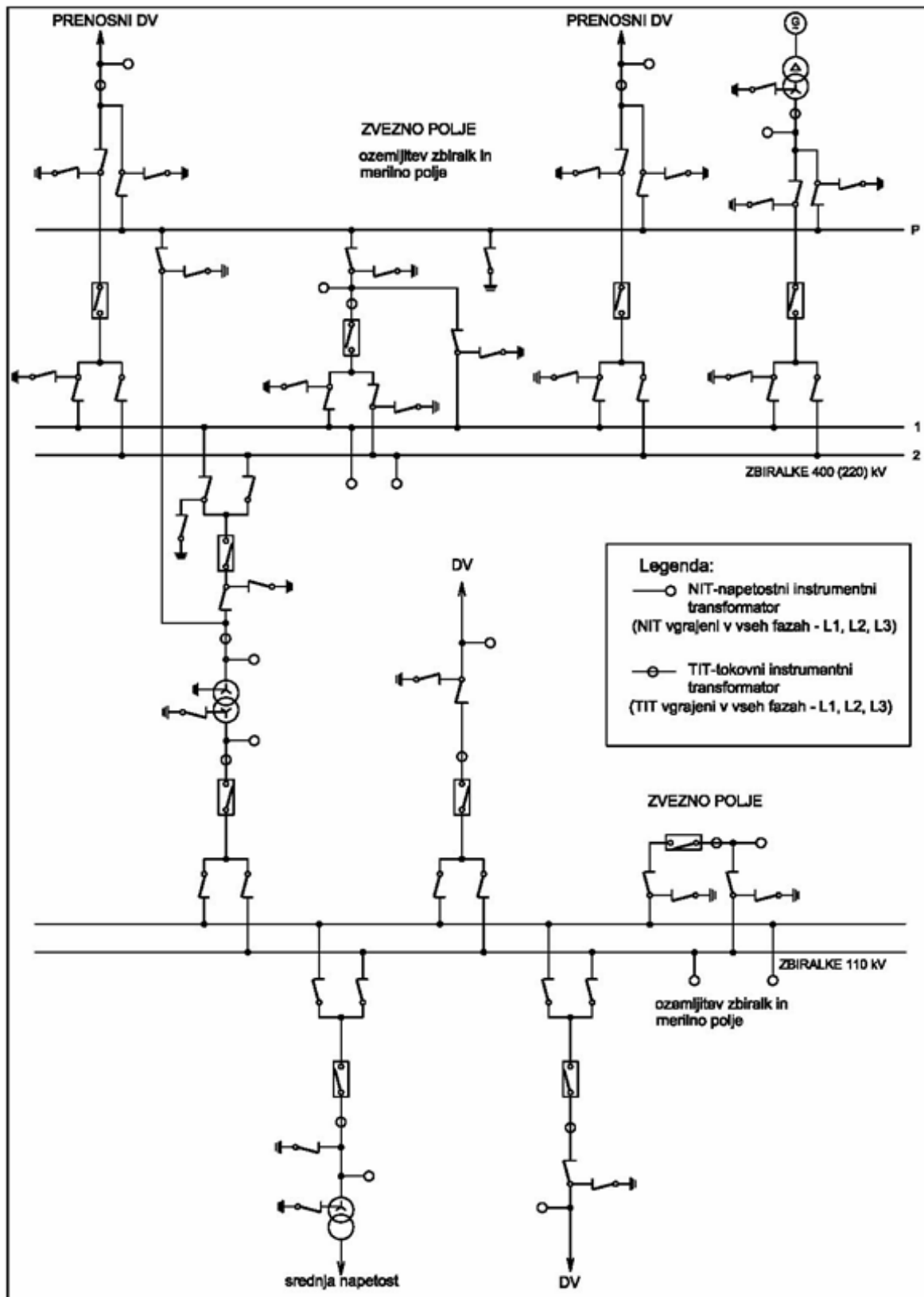
Grafični prikaz:

Stikališče z eno zbiralko, povezano s prenosnim omrežjem z dvema daljnovidoma ter ostalim omrežjem (stikališče, v katerem dolgoročno ne predvidevamo širitve).



Grafični prikaz:

Stikališče z dvema ali več sistemi zbiralk povezana s prenosnim omrežjem ter ostalim omrežjem.



Grafični prikaz:
Stikališče z več kot enim visokonapetostnim nivojem, dvojnimi zbiralkami ali več (2G, 3G, 2G+P), povezana s prenosnim omrežjem, generatorji ter ostalim omrežjem.

Za vse novogradnje in rekonstrukcije sistemski operater zahteva poenoteno poimenovanje EEN zaradi nedvoumnega komuniciranja pri obratovanju in vzdrževanju EEN.

Priporočilo: Za novo dokumentacijo pri obstoječih objektih se upoštevajo predlagane označbe elementov.

OZNAKA ELEMENTA	OPIS ELEMENTA
Q0	Odklopnik
Q1	zbiralnični ločilnik sistema zbiralk 1
Q2	zbiralnični ločilnik sistema zbiralk 2
Q3	zbiralnični ločilnik sistema zbiralk 3
Q11, Q12, Q23, Q31	vzdolžni ločilnik za vzdolžno ločitev zbiralk
Q16, Q26, Q36	ozemljitveni ločilnik za ozemljitev zbiralk sistema 1, 2, 3
Q10	drugi zbiralnični ločilnik sistema zbiralk 1 v zveznem polju
Q20	drugi zbiralnični ločilnik sistema zbiralk 2 v zveznem polju
Q51, Q52	ozemljitveni ločilnik v 400 kV in 220 kV stikališčih za delovno ozemljitev Q0.
Q6	ločilnik za ozemljitev zvezdišča TR
Q7	ločilnik za priključitev na pomožne zbiralke P
Q76	ozemljitveni ločilnik v 400 kV in 220 kV stikališčih za ozemljitev pomožnega - P sistema zbiralk
Q8	ozemljitveni ločilnik za ozemljitev daljnovoda
Q9	daljnovodni ločilnik
Q92	ločilnik prečne zveze

Tabela: Označevanje stikalnih elementov v prenosnem omrežju

Oznaka EEN primer:	Opis EEN
RTP 400/220/110 kV Beričevo	Razdelilna transformatorska postaja s transformacijo 400 na 220 kV in transformacijo 220 na 110 kV.
RTP 400 - 220/110/35/10 kV Divača	Razdelilna transformatorska postaja z napetostnim nivojem 400, 220, 110, 35 in 10 kV ter transformacijo 220 na 110 kV, 110 na 35 kV in 35 na 10 kV.
RP 110 kV Hudo	Razdelilna postaja z napetostnim nivojem 110 kV brez transformacije.
DV 400 kV Beričevo - Podlog	Ime DV, kjer je SM1 pri RTP Beričevo
Podlog	Ime DV polja daljnovoda 400 kV Beričevo - Podlog v RTP Beričevo
T211 220/110 kV 150 MVA	Oznaka TR, napetostna prestava in nazivna moč: transformator z oznako T211 (220/110, prvi), napetostno prestavo 220/110 kV in nazivne moči 150 MVA
zbiralke 110 kV	zbiralke z navedbo napetostnega nivoja
G1, G2, G3, P	Označevanje zbiralk: glavne zbiralke 1, 2, 3 in pomožne zbiralke P
G1 10,5 kV 74 MVA	Oznaka generatorja: generator 1, napetost na sponkah generatorja 10,5 kV, nazivne moči 74 MVA

Tabela: Označevanje polj, RTP in DV z imeni

Priloga XVIII: Trajanje nenapovedanih prekinitev dobave ali odjema električne energije iz prenosnega omrežja

Dopustno skupno število in trajanje vseh nenapovedanih prekinitev dobave ali odjema na enem prevzemno-predajnem mestu izraženega v urah in minutah v enem letu, je za posamezna obdobja sledeče:

- od 1. januarja 2007 do 31. decembra 2007

Omrežje	Skupno trajanje kratkotrajnih prekinitev krajših od treh minut v letu v minutah	Skupno trajanje dolgotrajnih prekinitev daljših od treh minut v letu v urah
VN	8	6

Omrežje	Skupno število kratkotrajnih prekinitev krajših od treh minut v letu	Skupno število dolgotrajnih prekinitev daljših od treh minut v letu
VN	3	2

- od 1. januarja 2008 dalje

Omrežje	Skupno trajanje kratkotrajnih prekinitev krajših od treh minut v letu v minutah	Skupno trajanje dolgotrajnih prekinitev daljših od treh minut v letu v urah
VN	5	4

Omrežje	Skupno število kratkotrajnih prekinitev krajših od treh minut v letu	Skupno število dolgotrajnih prekinitev daljših od treh minut v letu
VN	2	1

Sistemske operater je dolžan do 1. januarja 2008 vzpostaviti sistem za zajemanje in shranjevanje podatkov o prekinitvah dobave in odjema električne energije v skladu z določili teh navodil.