Mrežni kodeks

Januar 2019. godine

1. Sadržaj

1. Sadržaj ***1***

2. Uvod ***3***

3. Rječnik i definicije ***5***

3.1. Akronimi i skraćenice **5**

3.2. Definicije **6**

4. Kodeks planiranja razvoja ***15***

4.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje **15**

4.2. Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže **16**

4.3. Procjena stabilnosti sistema **19**

4.4. Podaci planiranja **19**

5. Kodeks priključenja na prijenosnu mrežu ***25***

5.1. Uslovi za priključak na prijenosnu mrežu **25**

5.2. Ugovor o priključku, Ugovor o korištenju prijenosne mreže i Sporazum o upravljanju **26**

5.3. Puštanje u pogon VN postrojenja i priključka kojeg gradi Korisnik **26**

5.4. Puštanje u pogon Objekta Korisnika **27**

5.5. Isključenje sa prijenosne mreže **29**

5.6. Telekomunikacije i SCADA **30**

5.7. Tehnički zahtjevi za priključenje **31**

5.8. Dodatni tehnički zahtjevi za proizvodne jedinice **35**

6. Operativni kodeks ***41***

6.1. Planiranje **41**

6.2. Upravljanje prijenosnim sistemom **45**

7. Kodeks mjera u nepredviđenim situacijama ***49***

7.1. Plan odbrane od poremećaja **49**

7.2. Obnova rada sistema nakon raspada **52**

7.3. Obuka **53**

8. Kodeks mjerenja ***54***

8.1. Opći zahtjevi **54**

8.2. Definisanje tačaka i parametara mjerenja **55**

8.3. Instalacija za mjerenje **57**

8.4. Testiranje i baždarenje instalacija za mjerenje **58**

8.5. Greške mjerila (brojila) **59**

8.6. Registar mjerenja **59**

8.7. Obračunska baza podataka **60**

9. Opći uslovi 62

9.1. ENTSO-E neobavezujuće smjernice 62

9.2. Izmjene i dopune Mrežnog kodeksa 62

9.3. Tumačenje Mrežnog kodeksa 63

9.4. Nezakonitost i djelimična nepravovaljanost 63

9.5. Odredbe o sporu 63

9.6. Procedura pravljenja izuzetaka 63

9.7. Nepredviđene okolnosti 65

9.8. Prijelazne i završne odredbe 65

2. Uvod

"Zakon o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini" („Službeni glasnik BiH", br. 7/02 i 13/03, 76/09 i 1/11 u daljem tekstu Zakon o prijenosu el. energije), "Zakon o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prijenosni sistem u Bosni i Hercegovini" („Službeni glasnik BiH", broj 35/04, u daljem tekstu Zakon o NOS-u) i "Zakon o osnivanju kompanije za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini" („Službeni glasnik BiH", br. 35/04, 76/09 i 20/14 u daljem tekstu Zakon o Elektroprijenosu BiH) definiraju uloge i odgovornosti Državne regulatorne komisije za električnu energiju (u daljem tekstu: DERK), Nezavisnog operatora sistema (u daljem tekstu: NOSBiH-a) i Elektroprijenosa BiH u elektroenergetskom sistemu Bosne i Hercegovine.

Nadležnost NOSBiH-a za pripremanje i usvajanje Mrežnog kodeksa proizilazi iz člana 5. stav 5.3. Zakona o prijenosu el. energije i člana 7. stav 6. Zakona o NOS-u. Mrežni kodeks:

a) definira minimum tehničkih i operativnih zahtjeva za povezivanje u jedinstven elektroenergetski sistem direktno priključenih proizvodnih jedinica, direktno priključenih kupaca na prijenosnu mrežu i distributivnih sistema unutar BiH.

b) utvrđuje operativne procedure i principe međusobnih odnosa NOSBiH-a, Elektroprijenosa BiH i Korisnika prijenosne mreže u BiH i to u normalnim i poremećenim uslovima rada elektroenergetskog sistema (EES).

c) ima za cilj da omogući razvoj, održavanje i upravljanje prijenosnom mrežom u skladu sa pravilima ENTSO-E i pozitivnom evropskom praksom u ovoj oblasti.

d) je povezan i usklađen sa Tržišnim pravilima i odgovarajućim pravilnicima koji se odnose na priključak i korištenje prijenosne mreže BiH.

e) U skladu sa gore navedenim zakonima, NOSBiH ima isključivu nadležnost i ovlaštenje za obavljanje sljedećih aktivnosti:

- nadzor i upravljanje radom prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV. Funkcije upravljanja pojedinim elementima prijenosne mreže, posebnim sporazumom, NOSBiH može prenijeti na Elektroprijenos BiH.
- daljinska kontrola uređajima koji su neophodni za upravljanje radom prijenosne mreže u realnom vremenu;
- daljinsko očitavanje mjernih uređaja neophodnih za upravljanje balansnim tržištem i poravnanjem;
- davanje uputa balansno odgovornim stranama u cilju postizanja planiranog programa razmjene i anuliranja debalansa;
- usklađivanje i odobravanje planiranih isključenja elemenata prijenosne mreže i proizvodnih objekata;
- odobravanje i kontrola tranzita preko prijenosne mreže uz uvažavanje tehničkih ograničenja;
- komunikacija, razmjena podataka i koordinacija svih aktivnosti sa operatorima susjednih sistema, ENTSO-E kontrolnog bloka i ENTSO-E;
- priprema, odnosno utvrđivanje Indikativnog plana razvoja proizvodnje;

- pregledanje, odobravanje, direktna revizija i objavljivanje Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže;
- nabavka pomoćnih i pružanje sistemskih usluga.

f) Svaka aktivnost neposredno vezana za transformatore 110/x kV je u nadležnosti Elektroprijenosa BiH.

g) NOSBiH i Elektroprijenos BiH sarađuju i koordiniraju aktivnosti u vezi sa svim pitanjima koja se odnose na primjenu i provođenje gore navedenih zakona i ovog Mrežnog kodeksa, te ostalim pitanja vezanim za efikasno funkcioniranje, održavanje, izgradnju i širenje prijenosne mreže.

h) Za sve tehničke uslove koji nisu eksplicitno definisani Mrežnim kodeksom, NOSBiH se može pozvati na uredbe Evropske komisije prilagođene pravnom okviru Energetske zajednice, kao i međunarodne standarde i preporuke:

- IEC (Internacional Electrotehnical Commission)
- EN (European Standards)
- CENELEC (European Committee for International Standardisation)
- ISO (International Organization for Standardisation)
- CIGRE (Conference Inernationale des Grands Reseaux Electriques)
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- ENTSO-E

3. Rječnik i definicije

3.1. Akronimi i skraćenice

U Mrežnom kodeksu sljedeći akronimi i skraćenice će imati sljedeće značenje:

AAC	Već dodijeljeni prijenosni kapacitet *(Already Allocated Capacity)*
AMR	Automatsko očitanje brojila (*Automated Meter Reading*)
APU	Automatsko ponovno uključenje
ATC	Raspoloživi prijenosni kapacitet *(Available Transmission Capacity)*
BAS	Institut za standardizaciju Bosne i Hercegovine
BiH	Država Bosna i Hercegovina
CAX	Vrijednost prekogranične razmjene koja uključuje netiranje
CET	Srednjoevropsko vrijeme *(Central European Time)*
DC NOSBiH	Dispečerski centar NOSBiH-a
DC OP	Dispečerski centar operativnog područja Elektroprijenosa BiH
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
EC	Evropska komisija *(European Commision)*
EES	Elektroenergetski sistem
ESS	Skup procedura za izradu, razmjenu i dostavljanje dnevnih rasporeda *(ETSO Scheduling System)*
EN	Evropska norma
ENTSO-E	Evropsko udruženje operatora prijenosnih sistema za električnu energiju (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*);
FRR	Rezerva za obnovu frekvencije (*Frequency Restoration Reserves*)
FCR	Rezerva za održavanje frekvencije (*Frequency Containment Reserves)*
HE	Hidroelektrana
IC	Identifikacioni kod mjerne tačke *(Identification Code)*
IEC	Međunarodna elektrotehnička komisija *(International Elektrotechnical Commission)*
NOSBiH	Nezavisni operator sistema u BiH
NTC	Neto prijenosni kapacitet *(Net Transfer Capacity)*
NIE	Neupravljivi izvor energije
NMT	Naponski mjerni transformator
OMM	Obračunsko mjerno mjesto
RR	Zamjenska rezerva (*Replacement Reserve*)
SCADA/EMS	Sistem za nadzor, upravljanje i prikupljanje podataka/sistem za

	upravljanje energijom *(Supervisory Control and Data Acquision/ Energy Management System)*
SN	Srednji napon
SMT	Strujni mjerni transformator
SVC	Statički VAR kompenzator *(Static VAR Compensator)*
TE	Termoelektrana
TRM	Margina prijenosne pouzdanosti (*Transmision Reliability Margin*)
TTC	Ukupni prijenosni kapacitet *(Total Transfer Capacity)*
VE	Vjetroelektrana
VN	Visoki napon

3.2. Definicije

Sljedeće riječi i izrazi iz Mrežnog kodeksa će, osim ako to kontekst drugačije ne zahtijeva, imati sljedeće značenje:

Pojam	**Tumačenje**
Aktivna energija	Mjera proizvodnje ili potrošnje aktivne snage uređaja integraljene u određenom vremenu. Izražena je u kilovatsatima (kWh), megavatsatima (MWh) ili gigavatsatima (GWh)
Aktivna snaga	Realna komponenta prividne snage, obično izražena u kilovatima (kW) ili megavatima (MW)
Automatsko podfrekventno rasterećenje	Djelimično isključenje potrošnje koje se postiže djelovanjem podfrekventnih releja
Automatsko ponovno uključenje DV (APU)	Uklop prekidača bez ručne intervencije (automatski) nakon njegovog isključenja usljed djelovanja zaštite
Black start	Sposobnost pokretanja proizvodne jedinice bez vanjskog napajanja vlastite potrošnje Proceduru za povratak u normalno stanje nakon potpunog ili djelimičnog raspada elektroenergetskog sistema inicira NOSBiH ili subjekat kojeg ovlasti NOSBiH.
Direktno priključeni kupac	Kupac čije su priključne tačke na 110 kV naponu i više
Dispečer	Osoba ovlaštena za izdavanje dispečerskih naloga i uputa

Dispečerska uputa	Preporuka operativnog osoblja NOSBiH-a u cilju koordinacije i harmonizacije aktivnosti na povećanju bezbjednosti pogona, prevencije režima koji sistem mogu da dovedu u stanje smanjene bezbjednosti i narušenih parametara eksploatacije
Dispečerski centar NOSBiH-a (DC NOSBiH)	Lokacija sa koje se upravlja prijenosnom mrežom regulacionog područja BiH
Dispečerski nalog	Izvršni zahtjev operativnog osoblja nadležnog DC-a koji se odnosi na provođenje manipulacija sklopnim aparatima u objektima prijenosne mreže, korištenje resursa pomoćnih usluga prema važećim sporazumima, omogućavanje sigurnog i stabilnog funkcioniranja pogona EES-a, te provođenje procedura u fazi restauracije EES-a
Distributer	Operator distribucije ili subjekat odgovoran za razvoj, izgradnju, održavanje, pogon i vođenje srednjenaponske i niskonaponske mreže
Distributivna mreža	Dio mreže koji se koristi za distribuciju električne energije do krajnjih kupaca
Dnevni raspored	Program proizvodnje, razmjene i potrošnje električne energije u tačno definiranim vremenskim intervalima
Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže	Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže koji izrađuje Elektroprijenos BiH
Dugotrajni prekid/isključenje	Planirani zastoj koji traje duže od tri (3) dana
Elaborat	Elaborat tehničkog rješenja priključka kojim se definiše način i uslovi priključenja Objekta korisnika na prenosnu mrežu
Elektrana	Jedna ili više proizvodnih jedinica
Elektrana sa mogućnošću *black starta*	Elektrana koja je kod NOSBiH-a registrovana kao elektrana koja ima bar jednu proizvodnu jedinicu sa mogućnošću black starta
Elektroenergetski bilans BiH	Dokument koji sadrži planove potrošnje, proizvodnje, nabavke i isporuke električne energije i snage u BiH, procjenu gubitaka na prijenosnoj mreži, kao i procjene potrebe za pomoćnim uslugama. Izrađuje se za period od godinu dana sa mjesečnom dinamikom
Elektroprijenos BiH	Kompanija osnovana u skladu sa Zakonom o osnivanju kompanije za prijenos električne energije u BiH

Energetski park	Skup proizvodnih jedinica (vjetroelektrana/solarna elektrana) koje proizvode električnu energiju sa sljedećim karakteristikama: – priključak na mrežu je asinhron ili preko uređaja energetske elektronike te – ima jednu tačku priključka prema prijenosnom, distributivnom ili zatvorenom distributivnom sistemu.
Faktor snage	Odnos aktivne i prividne snage
Faktor zemljospoja	Odnos efektivne vrijednosti napona zdrave faze prema zemlji tokom kvara i efektivne vrijednosti napona prije kvara Ovaj odnos mora biti uvijek veći od 1 i funkcija je odnosa direktne i nulte reaktanse.
Fliker	Efekat na ljudski vid pri promjeni osvjetljenja rasvjetnog tijela Pojava nastaje kao posljedica promjene nivoa i učestalosti ovojnice napona napajanja rasvjetnog tijela.
Frekvencija	Broj ciklusa naizmjenične struje u sekundi izražen u hercima (Hz)
Glavno mjerilo (brojilo)	Mjerni uređaj koji mjeri tokove aktivne i reaktivne energije na obračunskom mjernom mjestu (mjesto preuzimanja i/ili mjesto predaje) u prijenosnoj mreži
Godišnji plan zastoja	Plan isključenja elemenata elektroenergetskog sistema radi zastoja koji je odobrio NOSBiH Sastoji se od Plana isključenja elemenata prijenosne mreže i Plana isključenja elemenata objekta Korisnika
Identifikacijski kod mjerne tačke (IC)	Jedinstveni alfanumerički kod za svaku mjernu tačku
IEC standard	Standard koji je odobrila Međunarodna elektrotehnička komisija
Indikativni plan razvoja proizvodnje	Desetogodišnji plan razvoja proizvodnje koji izrađuje NOSBiH
Interkonektivni vod	Vod kojim je elektroenergetski sistem BiH spojen sa elektroenergetskim sistemom susjedne zemlje
Ispad	Neplanirani prijelaz mrežnog elementa ili proizvodne jedinice iz pogonskog stanja u vanpogonsko stanje
Korisnik	Svako fizičko ili pravno lice ili više udruženih pravnih lica koja predaju i/ili preuzimaju električnu energiju i čiji su objekti fizički priključeni na prijenosnu mrežu, kao i svako fizičko ili pravno lice ili više udruženih pravnih lica čiji će objekti biti priključeni na prijenosnu mrežu

Kratkotrajni prekid/isključenje	Planirani zastoj elementa prijenosne mreže koji traje tri dana ili manje
Kriterij sigurnosti (n-1)	Kriterij kojim se osigurava da jednostruki ispad bilo kojeg elementa prijenosne mreže (vod, interkonektivni vod, mrežni transformator, proizvodna jedinica) u regulacionom području ne smije dovesti do ugrožavanja normalnog pogona Ne odnosi se na ispade sabirnica ili ispade sa zajedničkim povodom.
Licencirana strana	Subjekat koji ima licencu u skladu sa pravilima regulatornih komisija
Margina pouzdanosti prijenosa (TRM)	Margina sigurnog prijenosa koja se uvodi zbog neophodnosti stvaranja sigurne granice u cilju regulacije i uvažavanja nesigurnosti u pogledu stanja EES-a i scenarija kao i u pogledu preciznosti podataka i primijenjenih računarskih metoda i modela Mogućnost prijenosa iskazuje se zajedno za sve interkonektivne (spojne) vodove između dva susjedna priključena regulaciona područja, unutar određenog perioda, te za svaki od oba smjera prijenosa
Mjere u nepredviđenim situacijama	Mjere koje se preduzimaju u uslovima poremećenog pogona i koje su definisane Kodeksom mjera u nepredviđenim situacijama
Mjerni transformator	Opći naziv za strujne mjerne transformatore i naponske mjerne transformatore
Mrtva zona regulatora	Namjerno postavljena veličina na regulatoru turbine unutar koje nema rezultirajuće promjene u poziciji regulacionih ventila u regulacionom sistemu brzine/opterećenja
Nacrt lokacije	Nacrti pripremljeni za svaku lokaciju priključka
Naponski mjerni transformator (NMT)	Transformator koji se koristi sa mjerilima i/ili zaštitnim uređajima u kojima je napon u sekundarnom namotaju u okviru propisanih limita greške, proporcionalan naponu i fazi u primarnom namotaju
Neto prijenosni kapacitet (NTC)	Predstavlja najbolje procijenjenu granicu mogućeg prijenosa snage razmjene između dva regulaciona područja. Usklađen je sa bezbjednosnim standardima, uzimajući u obzir tehničke neizvjesnosti budućih uslova u mreži
Nezavisni operator sistema u BiH (NOSBiH)	Kompanija osnovana u skladu sa Zakonom o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prijenosni sistem u BiH
Objavljeno mrežno ograničenje	Ograničenje sistema koje utvrđuje i objavljuje NOSBiH jedan (1) dan prije podnošenja dnevnog rasporeda
Objekat Korisnika	Proizvodni/potrošački objekat u vlasništvu Korisnika koji je preko VN postrojenja ili direktno povezan na prijenosnu mrežu

Obračunska baza podataka	Baza podataka za koju je nadležan NOSBiH i u kojoj su smješteni mjerni i obračunski podaci
Obračunsko mjerno mjesto (OMM)	Stvarna ili virtuelna lokacija u kojoj se obračunavaju energetske veličine (energija/snaga) za Korisnika mreže Mjerno mjesto može biti fizičko brojilo (fizičko mjerno mjesto) ili obračunska formula nad očitanjima fizičkih brojila (virtuelno mjerno mjesto).
Odobreni dnevni raspored	Dnevni raspored koji je odobrio NOSBiH, a primjenjuje se za odgovarajući dan i obavezujući je za balansno odgovornu stranu koja ga je podnijela
Održavanje napona	Sistemska usluga kojom se napon održava u deklariranim granicama
Opterećenje	Snaga koju potrošački uređaji ili Korisnik preuzima iz prijenosne mreže Opterećenje ne treba poistovjećivati sa potrošnjom
Ostrvo	Dio EES-a koji je galvanski odvojen od glavnog EES-a
Plan obnove rada EES-a	Plan koji pravi i održava NOSBiH za periode tokom kojih su ukupni elektroenergetski sistem BiH ili njegovi dijelovi diskonektovani iz sistema ENTSO-E, a kojim će se naznačiti cjelokupna strategija obnove elektroenergetskog sistema
Plan odbrane od poremećaja	Plan koji sadrži sve tehničke i organizacione mjere za sprečavanje širenja ili pogoršavanja incidenata u EES-u
Planirani prekid	Planirano isključenje prijenosnog elementa i/ili objekta Korisnika koje koordinira NOSBiH
Pogonska karta proizvodne jedinice	Pogonska karta koja pokazuje limite sposobnosti rada proizvodne jedinice u MW i MVAr u normalnim okolnostima
Pomoćna usluga	Sve usluge, osim proizvodnje i prijenosa električne energije, koje se pružaju NOSBiH-u u svrhu osiguravanja sistemskih usluga
Pomoćno napajanje energijom	Nezavisni izvor električne energije kojim se može pokrenuti proizvodna jedinica bez vanjskog napajanja
Poremećaj	Neplanirani događaj koji može uzrokovati poremećenost pogona
Poremećeni pogon	Poremećeni pogon je označen stanjem u kojem su svi kupci snabdjeveni pri čemu: - granične vrijednosti napona i frekvencije nisu više održane, - i/ili su moguća preopterećenja proizvodnih jedinica i elemenata mreže, - i/ili kriterij sigurnosti (n-1) nije više ispunjen

Pravila i standardi ENTSO-E	Pravila i standardi definisani u Operativnom priručniku ENTSO-E i sva ostala pravila, standardi ili preporuke koje je odobrio i objavio ENTSO-E
Prijenosna mreža	Elementi elektroenergetskog sistema koji se koriste u funkciji prijenosa električne energije i snage na naponskom nivou 110 kV i više
Priključak	Skup vodova, opreme i uređaja za prijenos električne energije kojima se ObjekatKorisnika direktno ili putem VN postrojenja povezuje na prijenosnu mrežu
Prividna snaga	Proizvod napona (u voltima) i struje (u amperima). Sastoji se od realne komponente (aktivne snage) i imaginarne komponente (reaktivne snage) i obično se izražava u kilovoltamperima (kVA) ili megavoltamperima (MVA)
Procedure za pomoćne usluge	Prateći dokument Tržišnih pravila Pogledati www.nosbih.ba
Proces obnove frekvencije (sekundarna i tercijarna regulacija)	Centralizirana automatska (sekundarna regulacija), odnosno ručna (tercijerna regulacija) funkcija koja regulira proizvodnju u regulacionom području kako bi se kontrola razmjene električne energije preko interkonektivnih dalekovoda održala unutar postavljenih ograničenja te da bi se frekvencija sistema, u slučaju odstupanja, vratila u zadate vrijednosti
Proces održavanja frekvencije (primarna regulacija)	Održava balans između proizvodnje i potrošnje u mreži, korištenjem turbinskog regulatora. To je automatska decentralizirana funkcija regulatora turbine čiji cilj je prilagođavanje proizvodnje generatora kao odgovor na promjenu frekvencije u sinhronoj zoni
Proizvodna jedinica	Postrojenje za pretvaranje primarne energije u električnu energiju
Proizvođač električne energije	Subjekat koji posjeduje licencu za proizvodnju električne energije
Raspad sistema	Raspad sistema može biti potpun ili djelimičan. Potpuni raspad podrazumijeva ispad sa prijenosne mreže svih proizvodnih jedinica, beznaponsko stanje svih postrojenja i prestanak napajanja svih potrošača, dok djelimični raspad sistema podrazumijeva odvajanje jednog njegovog dijela, pri čemu su u tom dijelu sistema posljedice iste kao i kod potpunog raspada.
Raspoloživi prijenosni kapacitet (ATC)	Iznos neto prijenosnog kapaciteta (NTC) koji je još raspoloživ za komercijalne transakcije, tj. pozitivna razlika između NTC-a i već dodijeljenog prenosnog kapaciteta (AAC)
Rasterećenje	Smanjenje opterećenja na kontroliran način isključivanjem potrošača

Reaktivna energija	Mjera proizvodnje ili potrošnje reaktivne snage uređaja integraljene u određenom vremenu Izražena je u kilovarsatima (kVArh), megavarsatima (MVArh), ili gigavarsatima (GVArh)
Reaktivna snaga	Imaginarna komponenta prividne snage koja se obično izražava u kilovarima (kVAr) ili megavarima (MVAr) Reaktivna snaga je onaj dio električne energije koji stvara i održava električna i magnetna polja opreme naizmjenične struje
Registar mjerenja	Dokument koji definiše način obračunavanja energetskih veličina Ovaj registar uključuje informacije vezane za mjernu instalaciju, podatke o tipu i tehničkoj specifikaciji opreme, reviziji i baždarenju, te specifične podatke o lokaciji, itd.
Regulacija frekvencije	Mjere koje se preduzimaju za održavanje ili vraćanje vrijednosti frekvencije sistema u zadate okvire
Regulacija napona	Mjere za održavanje napona sistema unutar datog opsega na različitim čvornim tačkama u mreži
Regulacioni blok	Jedno ili više regulacionih područja koja sarađuju radi regulacije frekvencije i snage razmjene u okviru ENTSO-E
Regulaciono područje	Dio interkonektovanog sistema ENTSO-E (obično se poklapa sa teritorijom kompanije ili države, fizički razgraničeno pozicijom tačaka mjerenja razmijenjene energije sa ostatkom interkonektovanog sistema), kojim upravlja jedinstveni operator sistema, sa stvarnim tokovima i kontroliranim proizvodnim jedinicama priključenim u okviru regulacionog područja Regulaciono područje može biti dio regulacionog bloka koji ima vlastitu potčinjenu kontrolu u hijerarhiji sekundarne regulacije frekvencije.
Rezerva za obnovu frekvencije (FRR)	Operativna rezerva koja se aktivira u cilju obnove frekvencije do nominalne vrijednosti i vraćanja balansa na planiranu vrijednost sinhronog područja koje se sastoji od više regulacionih područja Koristi se za potrebe i sekundarne i tercijerne regulacije
Rezerva za održavanje frekvencije (FCR)	Operativna rezerva za konstantno sprječavanje odstupanja frekvencije od nominalne vrijednosti u cilju kontinuiranog održavanja balansne snage u cijeloj sinhronoj oblasti Aktivira se automatski za potrebe primarne regulacije
Rizik od poremećaja u sistemu	Saznanje da postoji rizik od velikog i ozbiljnog poremećaja ukupnog prijenosnog sistema ili dijela prijenosne mreže na osnovu kojeg NOSBiH izdaje upozorenje Korisnicima koji mogu biti ugroženi

Sistem mjerenja	Sve komponente i uređaji koji su instalirani ili koji postoje između svake tačke mjerenja i baze podataka mjerenja Ovo uključuje i instalaciju za mjerenje, sve prateće komunikacione linkove, hardver i softver neophodne za funkcije sakupljanja mjerenja, te svu opremu za obradu podataka
Snabdjevač	Subjekat koji posjeduje licencu za snabdijevanje kupaca električnom energijom
Srednjoevropsko vrijeme (CET)	Službeno vrijeme u Bosni i Hercegovini
Stabilnost na male poremećaje	Sposobnost sistema da uspostavi i održava stabilan rad nakon malog poremećaja
Statizam	Odnos relativnog kvazistacionarnog odstupanja frekvencije u mreži i relativne promjene aktivne izlazne snage generatora uzrokovane djelovanjem primarnog regulatora Ovaj odnos bez dimenzije obično se izražava u procentima
Strujni mjerni transformator (SMT)	Transformator koji se koristi sa mjernim i/ili zaštitnim uređajima u kojima je struja u sekundarnom namotaju u okviru granica propisane greške, proporcionalna i u fazi sa strujom u primarnom namotaju
Tačka mjerenja	Tačka u kojoj se mjeri primopredaja električne energije
Testovi usaglašenosti	Procedure ispitivanja usaglašenosti proizvodnih objekata sa tehničkim zahtjevima Mrežnog kodeksa (www.nosbih.ba)
Tranzijentna stabilnost	Sposobnost elektroenergetskog sistema da održi sinhronizam nakon velikog poremećaja (u smislu vrste, mjesta i trajanja tog poremećaja) Sistem je nestabilan ako samo jedna njegova proizvodna jedinica kod takvog poremećaja izgubi sinhronizam
Ugovor o priključku	Označava ugovor između Elektroprijenosa BiH i Korisnika kojim se uređuju uslovi priključenja na prenosnu mrežu
Ukupni prijenosni kapacitet	Ukupni iznos snage koji se može razmijeniti između dijelova interkonekcije, a da ne bude ugrožena sigurnost EES-a i interkonekcije
Upozorenje na ograničenje u sistemu	Upozorenje koje izdaje NOSBiH da sistem radi u otežanim uslovima koji mogu prouzrokovati određeno ograničenje
Uredba	Uredba Evropske komisije prilagođena pravnom okviru Energetske zajednice
Već dodijeljeni prenosni kapacitet (AAC)	Ukupan iznos dodijeljenih prava prijenosa, bilo da su kapaciteti ili programi razmjene, zavisno od metode dodjeljivanja

VN Postrojenje	Visokonaponsko postrojenje koje se sastoji od visokonaponske opreme i uređaja koji su u funkciji prijenosa električne energije VN postrojenje obuhvata sabirnice, DV polja i/ili mjerna polja naponskog nivoa 110 kV i više.

4. Kodeks planiranja razvoja

(1) Ovaj kodeks obuhvata izradu Indikativnog plana razvoja proizvodnje, Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže i Procjenu stabilnosti sistema, a primjenjuje se na NOSBiH, Elektroprijenos BiH, Distributere i Korisnike.

(2) Ovim kodeksom su precizirani podaci koji se koriste prilikom planiranja razvoja.

4.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje

(1) NOSBiH je nadležan za izradu Indikativnog plana razvoja proizvodnje.

(2) Cilj Indikativnog plana razvoja proizvodnje je da pruži informaciju o najavljenim projektima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta na prijenosnoj mreži. Indikativni plan razvoja proizvodnje treba da prioritetno ukaže na mogućnosti zadovoljavanja potreba Bosne i Hercegovine u električnoj energiji i snazi na bazi korištenja vlastitih resursa, uvažavajući sljedeće elemente planiranja:

- određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima za pokrivanje vršnog tereta EES-a BiH na prijenosnoj mreži
- određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima za zadovoljenje potražnje za električnom energijom distributera i direktno priključenih kupaca na prijenosnu mrežu
- određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima uz uvažavanje odobrene vrijednosti maksimalne instalisane snage iz NIE (vjetroelektrane i solarne elektrane)
- potrebne rezerve u snazi i energiji
- bilansni suficiti i deficiti.

(3) Indikativni plan razvoja proizvodnje analizira dinamiku realizacije planova proizvodnje i potrošnje u elektroenergetskom sektoru u Bosni i Hercegovini.

(4) Indikativni plan razvoja proizvodnje obuhvata period od deset (10) godina. Utvrđivanje Indikativnog plana razvoja proizvodnje se radi na bazi podataka koje dostavljaju Korisnici. Aktuelizacija Indikativnog plana razvoja proizvodnje se vrši svake godine.

(5) Indikativni plan razvoja proizvodnje sadrži:

a) maksimum i minimum potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini u proteklom periodu i procjene potreba u električnoj energiji za svaku od godina u periodu koji je predmet planiranja,

b) tri scenarija rasta potrošnje u narednih 10 godina (niži, bazni i viši) na bazi informacija o očekivanom razvoju potrošnje električne energije koje su dostavili Distributeri i Korisnici i vlastitih analiza,

c) veličinu i strukturu proizvodnih kapaciteta koji su u mogućnosti zadovoljiti snagu i potrošnju u planskom periodu, broj i strukturu proizvodnih kapaciteta za koje se očekuje da će biti van pogona veći dio godine zbog kapitalnih remonata,

d) trenutne raspoložive proizvodne kapacitete i one koji će se izgraditi, rekonstruisati ili trajno izaći iz pogona u posmatranom planskom periodu (tip elektrane, instalirani kapacitet,

planirana godišnja proizvodnja, vrsta goriva, planirana godina puštanja u rad, početak i završetak rekonstrukcije, godina izlaska iz pogona),

e) uticaj izgradnje proizvodnih objekata koji koriste NIE,

f) osvrt na planove razvoja EES-a na regionalnom nivou, uključujući prijedloge izgradnje novih interkonektivnih vodova i njihov uticaj na vrijednosti prekograničnih kapaciteta.

(6) Bilansiranje novih proizvodnih objekata se radi:

- za vjetroelektrane i solarne elektrane:
  - na osnovu važećih Uslova za priključak na prijenosnu mrežu koje je Korisnik prihvatio, i
  - odgovarajuće potvrde nadležne institucije entiteta da je elektrana unutar maksimalne snage prihvata sa stanovišta mogućnosti regulacije sistema.
- za sve ostale proizvodne objekte, na osnovu važećih Uslova za priključak na prijenosnu mrežu koje je Korisnik prihvatio.
- eventualni dodatni kriteriji za bilansiranje definišu se u Indikativnom planu razvoja proizvodnje.

(7) Dinamika izrade Indikativnog plana razvoja proizvodnje za planski period čiji početak počinje u godini G:

a) NOSBiH objavljuje poziv za dostavljanje podataka početkom novembra u G-2,

b) Korisnici dostavljaju podatke NOSBiH-u do kraja decembra u G-2,

c) NOSBiH do kraja aprila u G-1 dostavlja Indikativni plan razvoja proizvodnje DERK-u na odobrenje.

(8) NOSBiH će, nakon odobrenja DERK-a, Indikativni plan razvoja proizvodnje objaviti na svojoj web stranici.

4.2. Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže

(1) Elektroprijenos BiH je nadležan za izradu Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže.

(2) Cilj Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže je da na osnovu Indikativnog plana razvoja proizvodnje (bazni scenario) i drugih relevantnih dokumenata, blagovremeno definira potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekata prijenosne mreže kako bi se osigurao neprekidan prijenos električne energije. Time se omogućuje pravovremeno osiguranje potrebnih sredstava i pokretanje procedura za izgradnju i rekonstrukciju elemenata prijenosne mreže. Elektroprijenos BiH će prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže voditi računa i o razvojnim planovima Distributera.

(3) Elektroprijenos BiH izrađuje Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže za narednih 10 godina. Aktuelizacija Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže vrši se svake godine.

(4) Elektroprijenos BiH je odgovoran za realizaciju Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže.

4.2.1. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže

(1) Prijenosna mreža mora biti planirana tako da dugoročno omogući siguran i pouzdan prijenos električne energije.

(2) Polazna osnova za izradu Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže su aktuelna opterećenja elemenata prijenosne mreže u režimima maksimalne i minimalne potrošnje na prijenosnoj mreži. Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže uzima u obzir planirani porast potrošnje na mreži prijenosa, angažovanje proizvodnih kapaciteta koji su priključeni ili će biti priključeni (bilansno uključeni proizvodni kapaciteti iz Indikativnog plana razvoja proizvodnje) na prijenosnu mrežu u planskom periodu, kao i predviđanja opterećenja mreže na regionalnom nivou.

(3) Sastavni dio Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže je i procjena potrebnih finansijskih sredstava koja uvažava ekonomske kriterije.

4.2.1.1. Kriterij sigurnosti (n-1)

(1) Kriterij sigurnosti (n-1) se primjenjuje u planiranju razvoja prijenosne mreže naponskog nivoa 400 kV, 220 kV i 110 kV.

(2) Primjena kriterija sigurnosti (n-1) u planiranju razvoja prijenosne mreže predstavlja tehnički okvir za određivanje vrijednosti opterećenja elemenata prijenosne mreže i napona u čvorištima 110, 220 i 400 kV, u odnosu na granične vrijednosti. Posljedice višestrukih poremećaja koji mogu nastati u prijenosnoj mreži ne uzimaju se u obzir.

(3) Kriterij sigurnosti (n-1) u prijenosnoj mreži je ispunjen ako, nakon jednostrukog ispada jednog od elemenata: voda, mrežnog transformatora, interkonektivnog voda, kao i generatora priključenog na prijenosnu mrežu:

- nema trajnog narušavanja graničnih vrijednosti pogonskih veličina u prijenosnoj mreži,
- nema prekida snabdijevanja električnom energijom.

(4) Kriterij sigurnosti (n-1) ne primjenjuje se na ispad dvosistemskog ili višesistemskog voda.

(5) U općem slučaju, na granici prijenosne i distributivne mreže mora biti ispunjen kriterij sigurnosti (n-1). U slučaju radijalnog priključka na prijenosnu mrežu jednim vodom ili jednim transformatorom 110/x kV, od kriterija sigurnosti (n-1) može se odstupiti, ako je osigurano napajanje iz srednjonaponskih mreža u punom iznosu.

(6) Kod planiranja Priključka , može se uz saglasnost Korisnika odstupiti od kriterija sigurnosti (n-1), pri čemu nije dozvoljeno priključenje na način da se formira “T spoj” dalekovoda.

4.2.2. Izrada i sadržaj Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže

(1) NOSBiH će Elektroprijenosu BiH staviti na raspolaganje podatke vezane za rad prijenosnog sistema, koji su potrebni za planiranje razvoja prijenosne mreže.

(2) Distributeri će na zahtjev Elektroprijenosu BiH dostaviti podatke koji su potrebni za planiranje razvoja prijenosne mreže.

(3) Standardne podatke planiranja moraju osigurati novi Korisnici i postojeći Korisnici za svaku značajniju izmjenu na svojoj mreži, odnosno, režimu rada.

(4) Elektroprijenos BiH od Korisnika može zahtijevati i druge vrste podataka potrebne za izradu Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže koji nisu specificirani u tački 4.4 i koje će Korisnik dostaviti na osnovu posebnog zahtjeva Elektroprijenosa BiH.

(5) Kada iz godine u godinu nema promjena podataka, umjesto da ponovno dostavlja podatke, Korisnik može poslati pisanu izjavu kojom potvrđuje da nema promjena podataka u odnosu na prethodno razdoblje.

(6) Dinamika izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže:

a) Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže Elektroprenos BiH dostavlja NOSBiH-u na pregled, direktnu reviziju i odobrenje,

b) Stručni savjet za reviziju Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže formira NOSBiH. Zavisno od rezultata revizije, Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže može se vratiti Elektroprijenosu BiH na doradu. Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže dostavlja se DERK-u na odobrenje do 31.oktobra.

c) NOSBiH će, nakon odobrenja DERK-a, Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže objaviti na svojoj web stranici.

(7) Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže sa uključenim aktuelnim i planskim podacima sadrži:

a) maksimalne i minimalne snage proizvodnih jedinica,

b) maksimalne i minimalne aktivne i reaktivne snage konzumnih čvorišta,

c) način priključka novih proizvodnih i potrošačkih kapaciteta shodno dinamici njihovog ulaska u pogon,

d) procjenu opterećenja elemenata prijenosne mreže na bazi procjene maksimalnog opterećenja prijenosne mreže uz korištenje kriterija sigurnosti (n-1),

e) procjenu naponskih prilika na bazi procjene maksimalnog i minimalnog opterećenja prijenosne mreže,

f) prijedloge izgradnje novih interkonektivnih vodova i njihov uticaj na vrijednosti prekograničnih kapaciteta,

g) gubitke u prijenosnoj mreži,

h) proračun trofaznih i jednofaznih struja kratkih spojeva za početnu, petu i desetu godinu planskog perioda za svako čvorište. Kada je potencijalna struja kratkog spoja u VN postrojenjima prijenosne mreže veća od 90% vrijednosti nazivne prekidne struje kratkog spoja rasklopne opreme, Elektroprijenos BiH mora dati prijedlog odgovarajućih mjera.

i) potrebna pojačanja mreže i/ili promjene u topološkoj strukturi prijenosne mreže,

j) statistiku kvarova i vrijeme zastoja zbog kvarova i održavanja dalekovoda i mrežnih transformatora u posljednjih pet godina,

k) procjenu potrebnih ulaganja za realizaciju predloženih planova.

4.3. Procjena stabilnosti sistema

(1) Procjenu stabilnosti EES-a BiH, NOSBiH radi najmanje jednom u periodu od 5 godina. NOSBiH na bazi odgovarajućih analiza određuje potrebne uslove koje Korisnik mora osigurati kako bi se zadržao ciljani nivo rezerve stabilnosti pri malim poremećajima.

(2) Procjena stabilnosti se radi za postojeće stanje i za krajnju godinu planskog perioda iz Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže.

(3) Prijenosna mreža mora se planirati tako da bude osigurano očuvanje stabilnosti na male poremećaje i tranzijentne stabilnosti, kao i odgovarajuće profile napona. U tom cilju NOSBiH od Elektroprijenosa BiH i Korisnika sistema može zahtijevati da usklade karakteristike i parametre svoje opreme, naročito sistema za regulaciju snage i napona karakterističnih potrošačkih uređaja i proizvodnih jedinica koje su značajne sa aspekta regulacije te stabilnosti i smanjenja povratnog uticaja na prijenosnu mrežu, uključujući i uticaj na kvalitet električne energije.

4.4. Podaci planiranja

(1) Preliminarni projektni podaci:

- Podaci koje dostavlja Korisnik zajedno sa zahtjevom za izdavanje Uslova za priključak na prijenosnu mrežu, smatrat će se preliminarnim projektnim podacima dok ne bude izrađen Elaborat. Preliminarni projektni podaci će sadržavati samo standardne podatke planiranja.

(2) Izvršni projektni podaci:

- Elaboratom se definiraju izvršni projektni podaci i oni se odnose kako na priključak Objekta Korisnika i VN postrojenja na prijenosnu mrežu, tako i na relevantne parametre Objekta Korisnika.
- Izvršni projektni podaci, zajedno s drugim podacima vezanim za EES, a kojima raspolažu NOSBiH i Elektroprijenos BiH, činit će podlogu za planiranje razvoja EES-a. Izvršni projektni podaci mogu sadržavati kako standardne podatke planiranja, tako i detaljne podatke planiranja.

(3) Za potrebe planiranja razvoja prijenosne mreže Korisnik treba osigurati dvije vrste podataka: standardne podatke koji su obavezni (4.4.1) i detaljne podatke planiranja, koje u određenim slučajevima mogu zahtijevati NOSBiH-a ili Elektroprijenos BiH (4.4.2).

4.4.1. Standardni podaci planiranja

(1) Planirani podaci o mreži Korisnika

- principijelna jednopolna šema Korisnikove mreže (trenutna i planirana), nacrt lokacije, topološka i situaciona karta
- osnovni parametri opreme i energetskih transformatora na naponskom nivou 110 kV i više

- za industrijske mreže priključene na naponski nivo 110 kV i više treba dati i principijelnu jednopolnu šemu napajanja velikih industrijskih potrošača, energana ili kompenzacijskih uređaja (>5MVA)
- planirana godina priključenja na prijenosnu mrežu

(2) Podaci o potrošnji za potrošačko čvorište na 110 kV i više

- instalirana snaga čvorišta
- maksimalna i minimalna aktivna i reaktivna snaga za narednih 10 godina
- planirana godišnja potrošnja električne energije za narednih 10 godina
- osjetljivost potrošnje kod pojedinog Korisnika na naponske i frekvencijske varijacije prijenosne mreže
- pojedinosti o cikličnim varijacijama potrošnje aktivne i reaktivne snage (>5MVA/min)
- gradijent promjene aktivne i reaktivne snage - povećanje/smanjenje (>5MVA/min)

(3) Podaci o proizvodnim jedinicama i elektranama

- geografska lokacija
- principijelna jednopolna šema
- primarni energent
- tip proizvodne jedinice
- tip turbine
- broj agregata i instalirana prividna snaga
- nominalni napon proizvodne jedinice (generatora)
- nominalni faktor snage proizvodne jedinice
- maksimalna i minimalna snaga na pragu (MW)
- raspoloživa snaga na pragu (MW)
- planirana godišnja proizvodnja

4.4.2. Detaljni podaci planiranja

(1) Podaci o mreži Korisnika

a) Osnovne karakteristike

- detaljne jednopolne šeme
- tip i raspored sabirnica
- karakteristike energetskih transformatora, regulacionih preklopki i načina regulacije
- dispozicija postrojenja
- raspored faza
- sistem uzemljenja

- komutacioni aparati, mjerni transformatori, mjerne garniture i zaštita
- oprema za kompenzaciju reaktivne snage: tip kompenzatora reaktivne snage, nominalni napon, regulacioni opseg i način regulacije.

b) Zračni i kablovski odvodi

- tip, presjek i dužina odvoda, uključujući i podatke o zaštitnom vodiču za zračne odvode;
- nazivni napon (kV)
- direktna reaktansa
- direktni otpor
- direktna susceptanca
- nulta reaktansa
- nulti otpor
- nulta susceptanca.

c) Transformatori

- nazivna snaga (MVA)
- nazivni naponski nivoi (kV)
- grupa spoja
- napone kratkog spoja u_{k12}, u_{k13}, u_{k23}
- snagu aktivnih gubitaka na otporima namotaja i magnetnom kolu transformatora svedenu na primar
- struju praznog hoda izraženu u procentima nazivne struje
- opseg regulacione preklopke
- veličina koraka regulacione preklopke
- vrsta regulacione preklopke (pod opterećenjem ili u praznom hodu).
- Podaci o prekidačima i rastavljačima: nazivni napon (kV)
- nazivna prekidna struja tropolnog kratkog spoja (kA)
- nazivna prekidna struja jednopolnog kratkog spoja (kA).

(2) Podaci o zaštiti

Cjelovit opis koji uključuje mogućnost podešavanja za sve zaštite (releje) i zaštitne sisteme koji su instalirani ili će biti instalirani u postrojenju Korisnika

(3) Sistem uzemljenja

Sve pojedinosti o sistemu uzemljenja zvjezdišta transformatora 110 kV i više, uključujući vrijednosti impedanse uzemljenja.

(4) Procjene tranzijentnog prenapona

Kada NOSBiH ili Elektroprijenos BiH zatraži, svaki Korisnik je dužan dostaviti procjene prenapona iz domena koordinacije izolacije.

(5) Harmonici i flikeri

Prilikom proučavanja harmonika i flikera NOSBiH treba procijeniti proizvodnju/porast harmonika i flikera na naponskom nivou 110 kV i više. Na zahtjev NOSBiH-a svaki Korisnik i Elektroprijenos BiH trebaju dostaviti i dodatne tehničke podatke.

(6) Naponske promjene

Prilikom proučavanja napona NOSBiH treba ispitati potencijalnu nestabilnost napona ili koordinaciju regulacije napona. Na zahtjev NOSBiH-a svaki Korisnik i Elektroprijenos BiH trebaju dostaviti i dodatne podatke koje definiše NOSBiH.

(7) Podaci o potrošnji

Korisnik je obavezan dostaviti:

- podatke o trenutnoj i predviđenoj potrošnji kao što je navedeno u (4.4.1);
- podatke o mogućoj redukciji potrošnje (MW i MVAr), trajanju u satima, kao i dopušteni broj redukcija u godini.

(8) Podaci o proizvodnim jedinicama i elektranama

Svi Proizvođači električne energije priključeni na prijenosnu mrežu NOSBiH-u moraju dostaviti tražene podatke ((9)-(14)) o svojim proizvodnim kapacitetima, uključujući podatke vezane za nadzor sistema i osiguranje pomoćnih usluga.

(9) Vlastita potrošnja

Za svaku proizvodnu jedinicu potrebno je dostaviti osnovne podatke o njenoj uobičajenoj vlastitoj potrošnji i to potrebnu aktivnu i reaktivnu snagu za pokretanje jednog agregata (bloka), vrstu i snagu najvećeg potrošača u fazi pokretanja.

Za svaku elektranu potrebno je dostaviti principijelnu jednopolnu šemu vlastite potrošnje sa opisom osnovnog i rezervnog napajanja.

(10) Parametri proizvodne jedinice:

- primarni energent
- tip elektrane
- tip turbine, proizvođač
- broj agregata i instalirana prividna snaga, proizvođač
- nazivni napon na stezaljkama
- nominalni faktor snage
- instalirana aktivna snaga (MW)
- tehnički minimum (MW)
- opseg regulacije napona
- nominalni broj okretaja
- maksimalni i minimalni broj okretaja (frekvencija), vrijeme rada na graničnim vrijednostima
- odnos kratkog spoja

- sinhrona reaktansa (d i q-osa)
- tranzijentna reaktansa (d i q-osa)
- subtranzijentna reaktansa d-osa
- vremenska konstanta pobudnog namotaja T'do
- vremenska konstanta prigušnog namotaja d-osa T''do
- vremenska konstanta prigušnog namotaja q-osa T'qo
- vremenska konstanta prigušnog namotaja q-osa T''qo
- vremenska konstanta istosmjerne komponente struje kratkog spoja statorskog namotaja, Ta
- otpor statora
- statorska rasipna reaktansa
- konstanta inercije rotirajućih masa (MWs/MVA)
- nazivna struja uzbude
- nominalni napon pobude
- pogonska karta generatora
- krivulja zasićenja struje magnetiziranja.

(11) Parametri blok transformatora:

- nazivna snaga (MVA)
- nazivni naponski nivoi
- naponi kratkog spoja u_{k12}, u_{k13}, u_{k23}
- snaga aktivnih gubitaka na otporima namotaja i magnetnom kolu transformatora svedene na primar
- struja praznog hoda izražena u procentima nazivne struje
- opseg regulacione preklopke
- veličina stepena regulacione preklopke
- vrsta regulacione preklopke.

(12) Parametri sistema upravljanja uzbudom:

- tip pobudnog sistema i regulatora napona, proizvođač
- blok dijagram sistema regulacije napona
- vrijednosti koeficijenata pojačanja i vremenskih konstanti karakterističnih za izabrani tip regulatora i pobudnog sistema
- nazivni napon uzbude
- najmanji napon uzbude
- najveći napon uzbude

- gradijent promjene napona uzbude (u porastu)
- gradijent promjene napona uzbude (u padu)
- pojedinosti o krivulji uzbude opisani u blok dijagramu (vremenski odzivi)
- dinamičke karakteristike ograničavača maksimalne uzbude
- dinamičke karakteristike poduzbudnog ograničavača
- tip i karakteristike stabilizatora sistema sa blok dijagramom.

(13) Parametri regulatora turbina i kotlova

- tip turbinskog regulatora, proizvođač
- tip kotlovskog regulatora, proizvođač (samo za TE)
- detaljan blok dijagram sa definiranim koeficijentima pojačanja, vremenskim konstantama i limiterima
- vrijeme potrebno za ulazak jedinice na mrežu
- gradijent povećanja snage (MW/min.)
- opseg regulacije u odnosu na radnu tačku
- mrtva zona regulatora.

(14) Dodatni podaci.

Ne odstupajući od Standardnih i Detaljnih podataka planiranja, NOSBiH i Elektroprijenos BiH od Korisnika mogu zahtijevati i dodatne informacije u slučaju kada NOSBiH ili Elektroprijenos BiH zaključe da su dostavljeni podaci nedovoljni za izradu cjelovitih studija sistema.

5. Kodeks priključenja na prijenosnu mrežu

(1) Ovaj kodeks se primjenjuje na NOSBiH, Elektroprijenos BiH i Korisnike prijenosne mreže.

(2) Procedura priključenja na naponskom nivou nižem od 110 kV u objektima Elektroprijenosa BiH definisana je Pravilnikom o priključku i Detaljnim pravilima za SN priključak u objektima Elektroprijenosa BiH (www.elprenos.ba).

(3) Ovim kodeksom osigurava se da:

- novi i postojeći Korisnici koji mijenjaju tehničke parametre svoje mreže ne stvaraju negativan uticaj na prijenosnu mrežu ili cijeli EES, niti na mrežu drugih Korisnika, te da sami ne budu predmet neprihvatljivih efekata vlastitog priključka na prijenosnu mrežu;
- se svi Korisnici tretiraju na nediskriminatoran način.

(4) Ovim kodeksom su definisani tehnički, konstruktivni i operativni uslovi koje moraju zadovoljiti Korisnici koji će biti priključeni na prijenosnu mrežu 110, 220 i 400 kV i postojeći Korisnici koji mijenjaju tehničke parametre svoje mreže.

(5) Procedure, prava i obaveze NOSBiH-a, Elektroprijenosa BiH i Korisnika u realizaciji priključenja novog Korisnika i izmjena kod postojećih Korisnika precizno su definisane Pravilnikom o priključku (www.derk.ba).

5.1. Uslovi za priključak na prijenosnu mrežu

(1) Uslove za priključak izdaje Elektroprijenos BiH na zahtjev Korisnika, a na osnovu revidiranog Elaborata. Uslove za priključak, nakon što ih prihvati Korisnik, Elektroprijenos BiH dostavlja NOSBiH.

(2) Elaborat sadrži neophodne analize na osnovu kojih se definišu tehnički parametri Korisnika koji se priključuje i već priključenog Korisnika koji mijenja tehničke parametre svoje mreže. Cilj Elaborata je da se onemogući negativni efekat na prijenosni sistem i EES u cjelini i obezbijedi normalan rad Objekta Korisnika.

(3) Elaborat može da sadrži više varijanti priključenja, od kojih se odabire najjeftinija tehnički prihvatljiva varijanta. Elektroprijenos BiH će odabranu varijantu uzeti u obzir prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže.

(4) Svaki priključak na prijenosni sistem će biti izveden tako da bude u skladu sa kriterijem sigurnosti (n-1), osim u slučajevima kada se Korisnik izjasni za drugo rješenje.

(5) Ukoliko su, usljed priključenja novog ili promjene tehničkih parametara mreže postojećeg Korisnika, potrebna proširenja, pojačanja ili druge tehničke promjene u prijenosnoj mreži, to mora biti jasno definisano i naznačeno u okviru Elaborata.

5.2. Ugovor o priključku, Ugovor o korištenju prijenosne mreže i Sporazum o upravljanju

5.2.1. Ugovor o priključku

(1) Uslovi i odredbe, kojima je određeno priključenje na prijenosnu mrežu, postavljeni su u Ugovoru o priključku koji sklapaju Korisnik i Elektroprijenos BiH. U toku izrade Ugovora Elektroprijenos BiH konsultuje NOSBiH.

(2) Primjerak potpisanog Ugovora o priključku Elektroprijenos BiH dostavlja NOSBiH-u.

(3) Prije sklapanja Ugovora o priključku, Korisnik Elektroprijenosu BiH mora obezbijediti ažurirane podatke prema Kodeksu planiranja razvoja (Tačka 4.4.1, a po potrebi na zahtjev Elektroprijenosa BiH i podatke iz tačke 4.4.2).

(4) Ugovorom o priključku se definiraju i zahtjevi koji se odnose na telekomunikacije i SCADA, te na Kodeks mjerenja (Poglavlje 8.).

5.2.2. Ugovor o korištenju prijenosne mreže

(1) Ugovor o korištenju prijenosne mreže zaključuje se između Elektroprijenosa BiH i Korisnika/Snabdjevača. Ugovorom o korištenju prijenosne mreže definišu se pravni, ekonomski i tehnički uslovi prema kojima Korisnik/Snabdjevač može koristiti prijenosnu mrežu u vlasništvu Elektroprijenosa BiH za prijenos električne energije.

(2) Ugovor o korištenju prijenosne mreže mora se zaključiti za svako pojedinačno postrojenje ili više postrojenja, preko kojih se vrši isporuka električne energije u prijenosni sistem ili prijem energije iz prijenosnog sistema.

5.2.3. Sporazum o upravljanju

(1) Sporazum o upravljanju zaključuje se između NOSBiH-a i Korisnika. Sporazumom o upravljanju definiraju se pravni, ekonomski i tehnički uslovi prema kojima NOSBiH upravlja uređajima koji su u vlasništvu Korisnika, a koji su u funkciji prijenosa električne energije.

5.3. Puštanje u pogon VN postrojenja i priključka kojeg gradi Korisnik

(1) Korisnik obavještava Elektroprijenos BiH o završetku radova na VN postrojenju i priključku i dostavlja prijedlog programa kontrole izvedenih radova.

(2) Program kontrole odobrava Elektroprijenos BiH, a o datumu kontrole Korisnika obavještava najkasnije sedam dana prije datuma utvrđenog za kontrolu.

(3) Nakon izvršene kontrole Elektroprijenos BiH dostavlja NOSBiH-u i Korisniku zapisnik o izvršenoj kontroli i spremnosti za puštanje u pogon VN postrojenja i priključka.

(4) Elektroprijenos BiH na osnovu zahtjeva Korisnika, Ugovora o priključku i Zapisnika o izvršenoj kontroli iz prethodnog stava, izdaje Odobrenje za priključenje VN postrojenja i priključka.

(5) Saglasnost za puštanje u pogon VN postrojenja i priključka izdaje NOSBiH uz prethodno dostavljanje sljedećih dokumenata:

- Odobrenje za priključenje VN postrojenja i priključka,
- Protokol o podešenju zaštita,
- Sporazum o upravljanju,
- Izvještaj o uspostavljenoj komunikaciji i izvršenom testiranju za razmjenu neophodnih mjernih veličina sa NOSBiH-om/Elektroprijenosom BiH.

5.4. Puštanje u pogon Objekta Korisnika

(1) Svi Korisnici moraju zadovoljiti Tehničke zahtjeve koji su navedeni u ovom Mrežnom kodeksu.

(2) Saglasnost za puštanje u pogon Objekta Korisnika sastoji se od:

- Saglasnosti za privremeni pogon i
- Saglasnosti za trajni pogon.

5.4.1. Saglasnost za privremeni pogon

(1) Saglasnost za privremeni pogon Korisniku daje pravo priključenja Objekta Korisnika na prijenosnu mrežu u svrhu provođenja svih potrebnih funkcionalnih ispitivanja i ispitivanja u skladu sa Mrežnim kodeksom i Testovima usaglašenosti.

(2) Saglasnost za privremeni pogon, na zahtjev Korisnika, izdaje NOSBiH:

a) za proizvodne objekte, na osnovu:

- Odobrenja za priključenje VN postrojenja i priključka,
- Ugovora o korištenju prijenosne mreže,
- Dozvole koju Korisniku izdaje nadležni organ, a koja pokriva period privremenog pogona,
- Izjave Korisnika o spremnosti za puštanje Objekta u pogon i sinhronizaciju,
- dostavljenih podataka iz tačke 4.4.2 ovog Mrežnog kodeksa,
- Protokola o podešenju zaštita,
- Sporazuma o upravljanju,
- Izveštaja o uspostavljenoj komunikaciji i izvršenom testiranju za razmjenu neophodnih mjernih veličina sa NOSBiH-om/Elektroprijenosom BiH,
- Programa puštanja u rad,
- potpisanog i ovjerenog Registra mjerenja.

b) za druge objekte, na osnovu:

- Odobrenja za priključenje VN postrojenja i priključka,

- Ugovora o korištenju prijenosne mreže,
- Izjave Korisnika o spremnosti puštanja Objekta Korisnika u pogon,
- dostavljenih podataka iz tačke 4.4.2
- Protokola o podešenju zaštita,
- Sporazuma o upravljanju,
- Izveštaja o uspostavljenoj komunikaciji i izvršenom testiranju za razmjenu neophodnih mjernih veličina sa NOSBiH-om/Elektroprijenosom BiH,
- Programa puštanja u rad,
- potpisanog i ovjerenog Registra mjerenja.

(3) U periodu važenja Saglasnosti za privremeni pogon Korisnik je dužan provesti sva funkcionalna ispitivanja i ispitivanja u skladu s Testovima usaglašenosti, te rezultate dostaviti NOSBiH-u na odobrenje.

(4) Saglasnost za privremeni pogon se izdaje za period od dvanaest (12) mjeseci. Primjerak Saglasnosti NOSBiH dostavlja nadležnim regulatornim komisijama i Elektroprijenosu BiH. Uz primjerak Saglasnosti NOSBiH dostavlja Elektroprijenosu BiH i podatke iz tačke 4.4.2.

(5) Produženje važenja Saglasnosti za privremeni pogon može biti odobreno kada, na zahtjev Korisnika, NOSBiH procijeni da je Korisnik postigao značajan napredak prema punoj usaglašenosti sa zahtjevima iz Testova usaglašenosti.

5.4.2. Saglasnost za trajni pogon

(1) Saglasnost za trajni pogon, na zahtjev Korisnika, izdaje NOSBiH na osnovu:

- rezultata Testova usaglašenosti koje je verifikovao NOSBiH,
- Upotrebne dozvole,
- Dozvole za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije koju izdaje nadležna regulatorna komisija (samo za proizvodne jedinice).

(2) Primjerak Saglasnosti za trajni pogon NOSBiH dostavlja nadležnim regulatornim komisijama i Elektroprijenosu BiH.

5.4.3. Testiranje usaglašenosti

(1) Korisnik je obavezan provesti testiranje u skladu s Testovima usaglašenosti:

- tokom važenja Saglasnosti za privremeni pogon,
- nakon kvara ili zamjene opreme koji mogu imati uticaj na usaglašenost Objekta Korisnika sa tehničkim zahtjevima ovog Mrežnog kodeksa,
- u toku životnog vijeka Objekta Korisnika, na opravdan zahtjev NOSBiH-a.

(2) Pravai obaveze NOSBiH-a i Korisnika definisane su u Testovima usaglašenosti.

(3) Korisnik je odgovoran za sigurnost osoblja i Objekta tokom testiranja.

(4) NOSBiH će imati pravo da prisustvuje testiranju na mjestu održavanja ili daljinski, iz kontrolnog centra.

5.5. Isključenje sa prijenosne mreže

(1) Elektroprijenos BiH i NOSBiH, bez snošenja ikakve odgovornosti, imaju pravo isključiti Objekat Korisnika s prijenosne mreže na osnovu pismenog naloga drugih nadležnih institucija.

(2) Elektroprijenos BiH i NOSBiH imaju pravo privremenog isključenja Objekta Korisnika s prijenosne mreže bez prethodnog obavještavanja u sljedećim slučajevima:

- sprječavanje prijetećih opasnosti za zdravlje i sigurnost ljudi ili uređaja,
- nesreće u elektranama i postrojenjima,
- kada operativno osoblje Korisnika ne ispunjava naloge NOSBiH-a, osim ako je tako postupilo iz sigurnosnih razloga, u vezi s osobljem ili postrojenjem ili zbog nevalidnosti dispečerskog naloga ili upute,
- ostale okolnosti izvan kontrole Elektroprijenosa BiH ili NOSBiH-a koje nisu rezultat neke namjerne aktivnosti Korisnika ili kršenja ugovora sa njegove strane, a nije ih moguće planirati.

(3) Elektroprijenos BiH i NOSBiH imaju pravo i obavezu privremenog isključenja Objekta Korisnika s prijenosne mreže, nakon pismene obavijesti, u sljedećim slučajevima:

- poništavanje licence Korisnika,
- bilo kakve izmjene tehničkih uslova prema kojima je izvršen priključak bez saglasnosti Elektroprijenosa BiH i NOSBiH-a, ukoliko bi te promjene ugrožavale sigurnost i kvalitet snabdijevanja,
- planirane popravke ili rekonstrukcije objekata Elektroprijenosa BiH na osnovu usaglašenih planova zastoja,
- propust Korisnika da izvrši uputu za eliminiranje značajnih tehničkih defekata na postrojenju i naloge vezane za sigurnost,
- otkrivanje štetnih ili bilo kakvih drugih uticaja na tačkama mjerenja,
- odbijanje pristupa u cilju očitanja i kontrole na tačkama mjerenja,
- neispunjavanje finansijskih obaveza prema NOSBiH-u i Elektroprijenosu BiH koje se odnose na tarifu za uslugu obavljanja djelatnosti Elektroprijenosa BiH i NOSBiH-a i pomoćne usluge,
- nepostojanje snabdjevača.

5.5.1. Ponovno priključenje

(1) Elektroprijenos BiH i NOSBiH će osigurati da se Objekat Korisnika ponovno priključi na prijenosnu mrežu nakon otklanjanja uzroka koji su doveli do njegovog privremenog isključenja.

5.5.2. Dobrovoljno isključenje

(1) Korisnik ima pravo zahtijevati trajno isključenje sa prijenosne mreže. Ukoliko se odluče na trajno isključenje, tada, osim ako nije drugačije dogovoreno, moraju o tome pismeno obavijestiti Elektroprijenos BiH i NOSBiH najmanje jedan (1) mjesec prije datuma isključenja.

(2) Elektroprijenos BiH/NOSBiH će preduzeti procedure isključenja, te obavijestiti i druge Korisnike ako smatra da procedure isključenja mogu štetno uticati na uslove priključenja.

5.6. Telekomunikacije i SCADA

5.6.1. Telekomunikacije

(1) Svaki Korisnik treba da obezbijedi odgovarajuću telekomunikacijsku opremu potrebnu za komunikaciju između NOSBiH-a, Elektroprijenosa BiH i Korisnika (fax, telefon, e-mail, itd.), kao i pristup neophodnim uređajima i podacima potrebnim NOSBiH-u, Elektroprijenosu BiH i ostalim Korisnicima, na način definiran Ugovorom o priključku.

(2) Svaki Korisnik je obavezan da izradi elaborat o telekomunikacijama koji će definirati načine povezivanja opreme i sistema Korisnika na telekomunikacijsku mrežu Elektroprijenosa BiH i načine razmjene podataka. Pri izradi elaborata o telekomunikacijama i odabiru svoje telekomunikacijske opreme, Korisnik mora obezbijediti kompatibilnost opreme s postojećom, te svoje rješenje mora uskladiti sa Elektroprijenosom BiH i NOSBiH-om.

(3) Nadzor i dodatnu konfiguraciju telekomunikacijske opreme nakon instalacije vrši NOSBiH, a ako to nije moguće, nadzor i dodatnu konfiguraciju može vršiti Elektroprijenos BiH. U izuzetnim slučajevima, upravljanje telekomunikacijskom opremom, uz saglasnost NOSBiH-a i Elektroprijenosa BiH, može vršiti Korisnik. Instalirana telekomunikacijska oprema, povezana na telekomunikacijsku mrežu Elektroprijenosa BiH će se koristiti za sve potrebne razmjene podataka (podaci u realnom vremenu, očitanje brojila, zaštite, itd) i daljinskog upravljanja, dok se javne telekomunikacijske mreže mogu koristiti samo u izvanrednim slučajevima.

5.6.2. SCADA

(1) Elektroprijenos BiH i Korisnici su obavezni da osiguraju odgovarajuće mjerne instalacije i pouzdane komunikacije, kako bi se zahtijevani podaci u realnom vremenu mogli kontinuirano prenositi u baze podataka nadležnih centara upravljanja.

(2) NOSBiH nadzire i upravlja radom EES-a BiH u realnom vremenu. Podaci u realnom vremenu usmjeravaće se neposredno na NOSBiH-ovu SCADA/EMS opremu i SCADA opremu u Elektroprenosu BiH, preko daljinskih terminala sa VN postrojenja bez obzira na vlasništvo. Prikupljanje podataka sa Objekata Korisnika vršiće se posredno, preko SCADA opreme Korisnika ili preko SCADA opreme nadležnog centra upravljanja na NOSBiH-ovu SCADA/EMS opremu i SCADA opremu u Elektroprijenosu BiH, a Elektroprijenos BiH i Korisnici su zaduženi da osiguraju pravilan, blagovremen i pouzdan način prijenosa svih potrebnih podataka.

(3) U realnom vremenu se prikupljaju sljedeći tipovi podataka:

- mjerenja (aktivna i reaktivna snaga, napon, frekvencija);
- signalizacije stanja sklopnih aparata (prekidači, rastavljači, uzemljivači i sl.);
- položaji regulacionih preklopki transformatora od interesa;
- alarmna signalizacija sa zaštitne i upravljačke opreme;
- brzina i smjer vjetra, pritisak i temperatura sa lokacija energetskih parkova,
- ostali podaci, zavisno od potrebe.

(4) Korisnik je obavezan osigurati tehničku mogućnost daljinskog upravljanja VN sklopnim aparatima koji su u funkciji prijenosa električne energije.

(5) Vrsta podataka i način razmjene u realnom vremenu će biti definirani u Sporazumu o upravljanju.

5.7. Tehnički zahtjevi za priključenje

(1) NOSBiH i Elektroprijenos BiH će osigurati tehničke, topološke i operativne standarde za priključenje Korisnika. Korisnik će obezbijediti da su postrojenja i uređaji u saglasnosti sa tehničkim zahtjevima.

(2) Frekvencija, napon, flikeri i harmonijsko izobličenje u normalnom pogonu moraju zadovoljiti zahtjeve ENTSO-E-a, EN-a i BAS(EN)-a u pogledu kvaliteta električne energije.

5.7.1. Frekvencija

(1) Nominalna frekvencija iznosi 50 Hz. U normalnim pogonskim uslovima standardni opseg frekvencije iznosi 50±0,05 Hz, a maksimalno odstupanje frekvencije iznosi ±0,2 Hz.

(2) U poremećenim uslovima pogona, frekvencija se može kretati u opsezima od 47,5 do 49,8 Hz i od 50,2 do 51,5 Hz.

5.7.2. Naponi

(1) Opseg napona u normalnom pogonu na prijenosnoj mreži iznosi:

Nazivni napon (kV)	naponski opseg (kV)	naponski opseg (j.v.)
400	360 - 420	0,9 - 1,05
220	198 - 245	0,9 - 1,118
110	99 - 123	0,9 - 1,118

(2) Posebnim odredbama Ugovora o priključku sa Korisnikom može se za pojedini priključak ugovoriti i veće ili manje dopušteno odstupanje napona odopsega definisanog u stavu (1).

Veće dopušteno odstupanje napona od nominalne vrijednosti je dopušteno samo uz uvažavanje procedura koordinacije izolacije.

5.7.3. Flikeri

(1) Vrijednosti flikera, prema BAS IEC/TR 3 61000-3-7:2002, koje je prouzrokovao Korisnik, za 95% jednominutnih sedmičnih vrijednosti napona, isključujući iz statistike flikere koji su nastali zbog naponskih propada, moraju zadovoljiti sljedeće vrijednosti:

- jačina kratkotrajnih flikera mora biti manja od P_{st} =0,8;
- jačina dugotrajnih flikera mora biti manja od P_{lt}=0,6.

5.7.4. Harmonijska izobličenja

(1) Faktor ukupnog harmonijskog izobličenja THD (%) je mjera udjela sinusnih članova frekvencije koja je višekratnik frekvencije osnovnog harmonika:

$$THD(\%) = \frac{100}{U_1}\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}$$

pri čemu je U_h efektivna (maksimalna) vrijednost h-tog harmonika, a U_1 efektivna (maksimalna) vrijednost osnovnog harmonika.

(2) Ukupna harmonijska distorzija (THD) u EES-u ne smije prelaziti:

- 3% za 110 kV mrežu, 1,5% za 220 i 400 kV,
- THD za harmonike do 40-tog reda moraju biti manji od granica navedenih u BAS IEC/TR 3 61000-3-6:2002.

5.7.5. Fazna nesimetrija

(1) U normalnim pogonskim uslovima, u skladu sa IEC 61000-3-13, 95% od 10-minutnih vrijednosti napona, maksimalna vrijednost nesimetrije faznog napona na prijenosnoj mreži neće prelaziti 2%, odnosno, negativna komponenta će biti manja od 2% pozitivne komponente napona.

5.7.6. Reaktivna snaga

(1) Distributeri i Direktno priključeni kupci čiji rad može uticati na prenosnu mrežu moraju ispuniti zahtjeve koji se odnose na razmjenu reaktivne snage:

a) Distributeri i Direktno priključeni kupci čiji rad može uticati na prenosnu mrežu moraju biti sposobni da u stacionarnom radu održavaju opseg reaktivne snage u sljedećim uslovima:

- Za kupce bez sopstvene proizvodnje, opseg faktora snage za preuzimanje reaktivne snage s prijenosne mreže se kreće od 0,9 do 1, osim u slučajevima kada je to neophodno,

zbog tehničko-ekonomskog benefita koji predloži vlasnik objekta i prihvati NOSBiH/Elektroprijenos BiH, moguć je i drugi opseg kroz zajedničke analize uzimajući u obzir uslove pristupa prijenosnom sistemu u skladu sa direktivom EC 2009/72.

- Za Direktno priključene kupce koji imaju sopstvenu proizvodnju, opseg faktora snage neće biti širi od 0,9 za preuzimanje reaktivne snage s prijenosne mreže i 0,9 za isporuku reaktivne snage na prijenosnu mrežu, osim u slučajevima kada je to neophodno, zbog tehničko-ekonomskog benefita koji predloži vlasnik objekta i prihvati NOSBiH/Elektroprijenos BiH, moguć je i drugi opseg kroz zajedničke analize uzimajući u obzir uslove pristupa prijenosnom sistemu u skladu sa direktivom EC 2009/72.
- Za Distributivnu mrežu priključenu na prijenosnu mrežu opseg faktora snage neće biti širi od 0,9 za preuzimanje reaktivne snage s prijenosne mreže i 0,9 za isporuku reaktivne snage na prijenosnu mrežu, osim u slučajevima kada je neophodno, zbog tehničko-ekonomskog benefita koji predloži vlasnik objekta i prihvati NOSBiH/ Elektroprijenos BiH moguć je i drugi opseg.

b) Opseg reaktivne snage za Direktno priključene kupce se odnosi na mjesto na kome se vrši primopredaja električne energije, a za Distributere na mjesto gdje je preko transformatora Distributivna mreža povezana na prenosnu mrežu.

(2) NOSBiH/Elektroprijenos BiH će imati pravo zahtijevati, uzimajući u obzir uslove pristupa prijenosnom sistemu u skladu sa direktivom EC 2009/72, mogućnost da priključena distributivna mreža aktivno kontroliše razmjenu reaktivne snage kao dio šireg zajedničkog koncepta za upravljanje mogućnostima reaktivne snage zbog benefita za cijelu mrežu. Metod ovakve kontrole će biti dogovoren s Distributerom kako bi se osigurao i opravdao nivo sigurnosti snabdijevanja za obje strane. Opravdanje će obuhvatiti plan postupanja u kojem su specificirani koraci i vremenski okviri za ispunjavanje ovih zahtijeva.

5.7.7. Zaštita

5.7.7.1. Kriteriji zaštite

(1) Uređaji za zaštitu od kratkih spojeva za sve vrste opreme (generatori, transformatori, sabirnice, dalekovodi) na brz i efikasan način selektivno isključuju sve kvarove. Sistemi relejne zaštite u prijenosnoj mreži su projektovani tako da bude obezbijeđeno rezervno djelovanje (po mogućnosti sa dvije zaštite na istom hijerarhijskom nivou), te opremljeni glavnim i rezervnim sistemom za eliminiranje kvara. Funkcioniranje zaštite ne smije dovesti do preuranjenog ispada usljed preopterećenja ili gubitka sinhronizma. Brzina i selektivnost prilikom isključenja dalekovoda trebala bi biti unaprijeđena korištenjem signalnih veza između obje strane dalekovoda.

(2) Svi Korisnici su Elektroprijenosu BiH i NOSBiH-u na odobrenje dužni dostaviti šeme zaštita svojih postrojenja i njihovo podešenje radi postizanja selektivnosti i ažuriranja studije podešenja zaštitnih uređaja na naponskom nivou 110 kV i više.

5.7.7.2. Vrijeme djelovanja zaštita

(1) Na zahtjev Korisnika, za priključak ili kod promjene uslova za priključak, Elektroprijenos BiH će dostaviti podatke o vremenu potrebnom za eliminaciju kvara ili kvarova na postrojenju, uključujući i preporučeni metod uzemljenja elemenata sistema.

(2) Ukupno vrijeme osnovnog stepena potrebno za eliminaciju kvara, računajući vrijeme od nastanka kvara do potpunog prekida toka struje, iznosi:

- za dalekovode 400 kV: do 100 ms;
- za dalekovode 220 kV: do 100 ms;
- za dalekovode 110 kV: 120 do 140 ms.

(3) Od Korisnika se zahtijeva da, u koordinaciji sa Elektroprijenosom BiH, podesi vremena reagiranja svojih zaštita na način da se obezbijedi zahtjev selektivnosti. Šema koordinacije (selektivnost) zaštite na prijenosnoj mreži, kao i svaka izmjena, dostavljaju se NOSBiH-u na odobrenje. Odobrenje NOSBiH-a će se zasnivati na bazi rezultata analiza (kritično vijeme isključenja kvara, selektivnost...).

(4) Tehnika automatskog ponovnog uključenja (APU) primjenjuje se u EES-u BiH i to:

- u mreži 400 kV: jednopolni APU sa beznaponskom pauzom do 1s;
- u mreži 220 i 110 kV: jednopolni i tropolni APU sa beznaponskom pauzom do 1s.

5.7.8. Uzemljenje

(1) Prijenosna mreža je efikasno uzemljen sistem ako faktor zemljospoja nije veći od 1,4.

(2) Na naponu sistema 110 kV i više, uzemljenje neutralne tačke zvjezdišta transformatora spojenih na prijenosnu mrežu moraju imati mogućnost spoja sa zemljom.

5.7.9. Nivoi struja kratkih spojeva

(1) Prijenosna mreža je projektirana i funkcionira tako da se nivoi struje kratkih spojeva održavaju ispod sljedećih maksimalnih vrijednosti:

- 40 kA na 400 kV sistemu;
- 40 kA na 220 kV sistemu;
- 31,5 kA na 110 kV sistemu.

(2) Sva oprema koja čini dio prijenosne mreže, biće projektirana tako da izdrži navedene vrijednosti struja kratkog spoja, osim ako nije drugačije ugovoreno sa Elektroprijenosom BiH i NOSBiH-om.

5.7.10. Postrojenja i uređaji

(1) Važeći standardi će se primjenjivati na sva nova i modificirana postrojenja i uređaje. Postrojenja i uređaji moraju biti u skladu i sa svim dodatnim zahtjevima koje su utvrdili Elektroprijenos BiH i NOSBiH kojih se treba pridržavati u okviru tehničkih specifikacija,

kao dokaz da su ispunjeni osnovni zahtjevi važećih standarda. Korisnici trebaju po potrebi dopunjavati tehničke specifikacije u cilju omogućavanja Elektroprijenosu BiH i NOSBiH-u da ispune svoje obaveze.

(2) Korisnik će osigurati specifikaciju postrojenja i uređaja koja omogućuje rad unutar primjenjivih tehničkih i sigurnosnih procedura s kojima su se usaglasili Korisnik i Elektroprijenos BiH/ NOSBiH.

(3) Korisnik će se pobrinuti da njegova postrojenja ili uređaji ne unose smetnje u prijenosnu mrežu sa aspekta viših harmonika, naponskih varijacija, nesimetrije i sl.

(4) Svi elementi koji čine dio prijenosne mreže, a koji se prvi put priključuju, moraju biti novi i atestirani, te imati adekvatne potvrde u skladu sa važećim standardima o potvrdi kvaliteta.

(5) Za svu opremu i uređaje u svakom Korisnikovom postrojenju mora postojati ažurirana i ovjerena izvedbena tehnička dokumentacija koja će biti dostupna Elektroprijenosu BiH.

5.7.11. Podfrekventni releji

(1) Elektroprijenos BiH, Distributeri i Korisnici obavezni su instalirati potreban broj podfrekventnih releja. NOSBiH će odrediti kriterije djelovanja podfrekventne zaštite, iznose opterećenja i frekvencije isključenja, a Elektroprijenos BiH, Distributeri i Korisnici će implementirati ovu funkciju u skladu sa tehničko-tehnološkim karakteristikama potrošača.

5.7.12. Prikupljanje i razmjena podataka u realnom vremenu

(1) U slučaju bilo kakvih izmjena koje se odnose na topologiju prijenosne mreže na svim naponskim nivoima, vrstu i tehničke parametre instalirane opreme, posebno mjerne opreme i njenih karakteristika, te izmjena vezanih za prethodno definirane skupove podataka koji se prikupljaju u realnom vremenu, Elektroprijenos BiH i Korisnik će o tome pravovremeno obavijestiti NOSBiH.

(2) Elektroprijenos BiH i Korisnik su dužni na vrijeme upoznati NOSBiH o eventualnim planiranim radovima na opremi za daljinski nadzor i upravljanje, u slučaju da će ti radovi uzrokovati prekide u komunikaciji i prikupljanju podataka u realnom vremenu koje obavlja DC NOSBiH-a.

(3) U slučaju da su iscrpljene sve tehničke mogućnosti, te da iz opravdanih tehničkih razloga nije moguće ostvariti direktno povezivanje i prikupljanje odgovarajućih podataka u realnom vremenu sa VN postrojenja, Elektroprijenos BiH i/ili Korisnik se obavezuju da će, ukoliko ih posjeduju, tražene podatke iz takvih objekata, proslijediti iz vlastitih centara upravljanja u DC NOSBiH-a putem međucentarske komunikacije. U slučaju potrebe koju iskažu Elektroprijenos BiH i/ili Korisnik, NOSBiH je dužan da DC OP-u i/ili Korisniku putem međucentarske komunikacije iz svog sistema dostavi podatke koji su za njih interesantni.

5.8. Dodatni tehnički zahtjevi za proizvodne jedinice

(1) Nova proizvodna jedinica mora ostati u pogonu unutar frekventnih opsega i vremenskih intervala navedenih u sljedećoj tabeli.

Frekventni opseg (Hz)	Period rada (min)
47,5 – 49	30 < t < 60
49 – 51	neograničeno
51 – 51,5	30

(2) Nijedna proizvodna jedinica, u normalnim pogonskim uslovima, ne smije imati proizvodnju aktivne energije podložnu uticajima promjena napona.

(3) Svaka proizvodna jedinica mora biti u mogućnosti da isporuči snagu prijenosnoj mreži u svakoj tački pogonskog dijagrama.

(4) Nova proizvodna jedinica mora ostati u pogonu unutar naponskih opsega i vremenskih intervala navedenih u sljedećoj tabeli.

naponski opseg (j.v.) za 110 i 220 kV	naponski opseg (j.v.) za 400 kV	period rada (min)
0,85 - 0,9	0,85 - 0,9	60
0,9 - 1,118	0,9 - 1,05	neograničeno
1,118 - 1,15	1,05 - 1,1	60

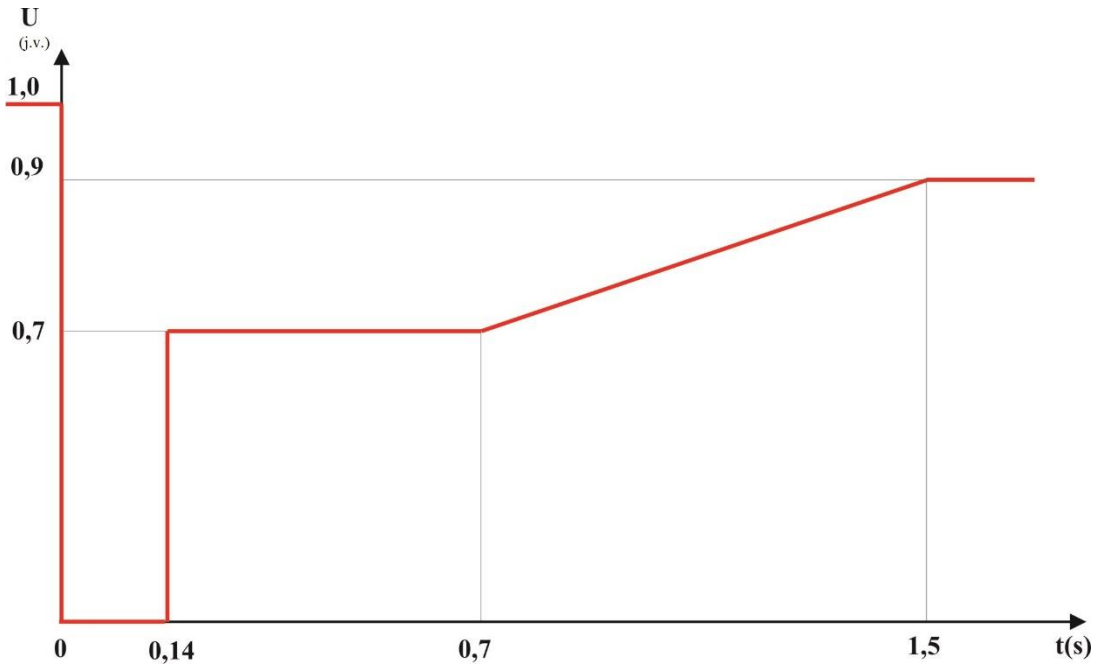
(5) Proizvodna jedinica, koja je priključena na prijenosnu mrežu u izolovanom pogonu, ali još uvijek snabdijeva potrošače, mora biti u mogućnosti da održava frekvenciju izolovanog sistema u skladu s vrijednostima i vremenskim ograničenjima kako je navedeno u tački (1).

(6) Pobudni sistem sa automatskim regulatorom napona kontinuiranog djelovanja moraju imati sve proizvodne jedinice, uključujući i stabilizatore energetskog sistema, ako su po mišljenju NOSBiH-a neophodni iz sistemskih razloga, što će biti definisano Uslovima za priključak.

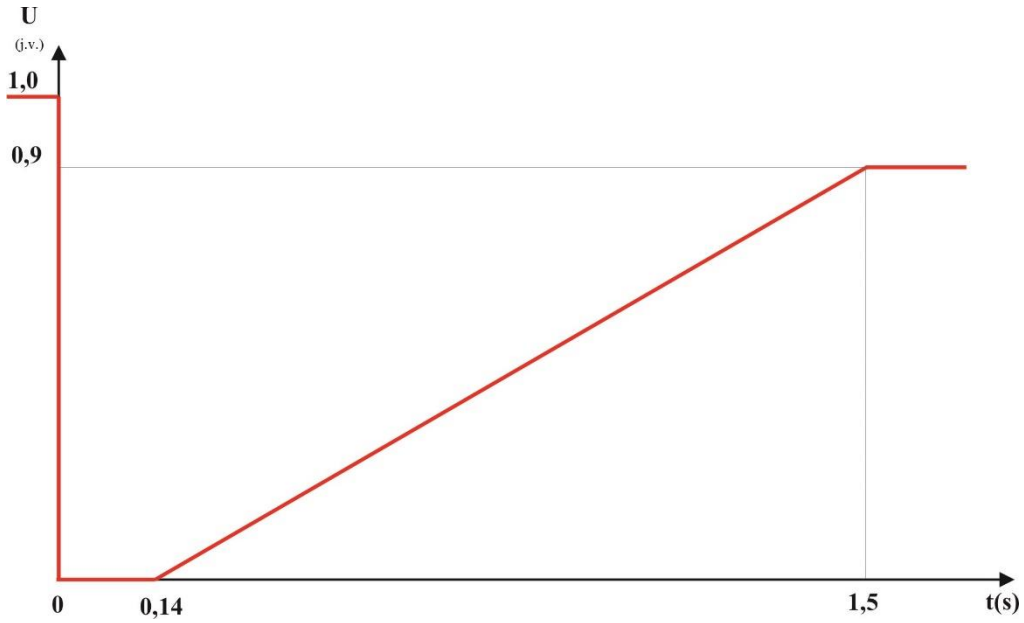
(7) Proizvodna jedinica koja ima mogućnost pružanja usluge pokretanja bez prisustva napona („*black start*“), mora biti tehnički spremna za pružanje ove usluge ukoliko je za to odredi NOSBiH.

(8) Nove proizvodne jedinice moraju ispunjavati uslove sposobnosti prolaska kroz stanje kvara ('Fault ride through' - 'FRT'), tj. moraju biti u stanju da ostanu na mreži i nastave stabilan rad u slučaju pojave propada napona izazvanog pojavom kvara na prijenosnoj mreži. Krive zavisnosti napona za sinhrone mašine (9) i energetske parkove (10), prikazane na sljedećim slikama, predstavljaju donju granicu napona na mjestu priključka za vrijeme propada napona, kao funkcija vremena prije, za vrijeme i poslije kvara. Podešenja vremena podnaponske zaštite moraju biti u skladu sa krivuljom.

(9) FRT kriva za sinhrone generatore



(10) FRT kriva za energetske parkove



(11) Nova proizvodna jedinica mora ostati u pogonu i nastaviti stabilan rad kada napon na mjestu priključka u toku kvara ostaje iznad donje granice, osim ako šema zaštite za unutrašnje kvarove zahtijeva isključenje proizvodne jedinice sa mreže.

5.8.1. Održavanje frekvencije

(1) Odstupanja od nominalne frekvencije za više od 20 mHz ispravljaju se djelovanjem primarnih regulatora frekvencije te, prema potrebi, aktiviranjem snage za obnovu frekvencije FRR.

(2) Obezbjeđenje tolerantnih vrijednosti frekvencije u ostrvskom pogonu i u poremećenim (havarijskim) pogonskim uslovima, utvrđuje se planom podfrekventnog rasterećenja.

(3) Kod pogona u interkonekciji, NOSBiH u odnosu na održavanje frekvencije mora poštovati zahtjeve ENTSO-E.

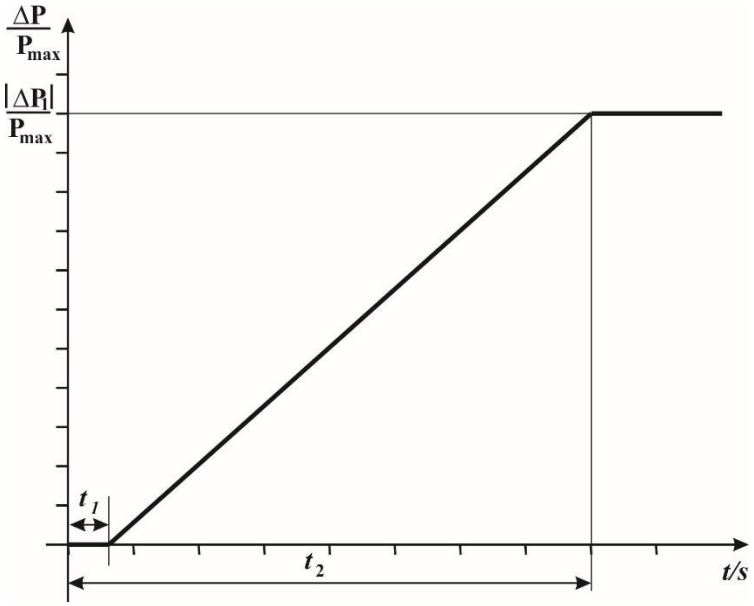
5.8.1.1. Primarna regulacija (Proces održavanja frekvencije)

(1) Svaka proizvodna jedinica (tj. turbogeneratori i hidroagregati), priključena na prijenosnu mrežu, mora biti opremljena turbinskim regulatorima koji imaju mogućnost automatske regulacije brzine obrtanja. Nova proizvodna jedinica mora obezbijediti mogućnost daljinskog nadzora statusa primarne regulacije.

(2) Statizam regulatora treba biti podesiv u opsegu 3 – 4% za hidrogeneratore i 4 – 6% za turbogeneratore.

(3) Svaki turbinski regulator treba da ima mogućnost podešenja mrtve zone u opsegu ±10 mHz.

(4) Odziv aktivne snage proizvodne jedinice u toku procesa održavanja frekvencije mora biti na ili iznad pune linije prikazane na sljedećem dijagramu,



gdje su:

P_{max} – maksimalna izlazna snaga proizvodnog objekta definisana u dozvoli za proizvodnju na koju se odnosi ΔP

ΔP – promjena aktivne snage generatora

t_1 – početno kašnjenje

t_2 – vrijeme punog aktiviranja.

(5) Proizvodna jedinica mora da obezbijedi ΔP izlazne aktivne snage do tačke ΔP_1 u skladu s vrijednostima definisanim u sljedećoj tabeli.

Parametri	**Opseg**
Maksimalno dozvoljeno početno kašnjenje t_1, osim ako nije drugačije obrazloženo za tehnologije generatora bez inercije	2 s
Maksimalno dozvoljeno puno vrijeme aktiviranja t_2 osim ako, zbog stabilnosti sistema, nije odobreno duže vrijeme	30 s

(6) Početno kašnjenje aktiviranja (t_1) mora biti što je moguće kraće. Ukoliko je početno kašnjenje veće od dvije sekunde (2 s) vlasnik proizvodne jedinice mora, pružanjem tehničkih dokaza, obrazložiti zašto mu je potrebno duže vrijeme.

(7) Proizvodna jedinica mora biti u stanju da obezbijedi puni odziv aktivne snage u vremenu do 30 min, s obzirom na iznos aktivne snage i primarnog izvora proizvodne jedinice.

(8) Tačnost mjerenja frekvencije mora biti 10 mHz ili bolja.

5.8.1.2. Sekundarna regulacija (Proces automatske obnove frekvencije)

(1) Svaki novi hidroagregat priključen na prijenosnu mrežu čija je instalisana snaga P_n veća od 20 MW, mora biti opremljen regulatorima za pružanje usluge sekundarne regulacije. Brzina promjene aktivne snage se kreće 1,5 – 2,5% P_n po sekundi.

(2) Turbogeneratori koji imaju mogućnost za pružanje ove usluge moraju osigurati:

- brzinu promjene aktivne snage 1 - 2% P_n po minuti, ukoliko je pogonsko gorivo ugalj
- i brzinu promjene aktivne snage 8% P_n po minuti, ukoliko je pogonsko gorivo gas ili mazut.

5.8.1.3. Tercijerna regulacija (Proces ručne obnove frekvencije)

(1) Sve proizvodne jedinice koje učestvuju u procesu pružanja usluge tercijerne regulacije moraju zadovoljiti sljedeće uslove:

- hidroagregati moraju imati vrijeme sinhronizacije na prijenosnu mrežu manje od 15 minuta,
- turbogeneratori moraju imati mogućnost povećanja/smanjenja proizvodnje aktivne snage za puni regulacioni opseg za manje od 15 minuta.

5.8.2. Tehnički zahtjevi za energetske parkove

(1) Energetski parkovi koji su priključeni na prijenosnu mrežu moraju ispunjavati odredbe ovog Mrežnog kodeksa.

(2) Zbog mogućih velikih oscilacija proizvodnje, NOSBiH, na mjestu primopredaje električne energije na prijenosnu mrežu, mora imati monitoring njihovih izlaznih veličina u realnom vremenu.

(3) Energetski park, na zahtjev NOSBiH-a, mora biti u mogućnosti da radi u bilo kojoj radnoj tački unutar svog profila P-Q/Pmax u odgovarajućem vremenu.

(4) Energetski park mora biti u mogućnosti da automatski osigura reaktivnu snagu bilo preko upravljanja napona, reaktivne snage ili faktora snage:

- Za potrebe upravljanja naponom, energetski park mora imati mogućnost upravljanja naponom na mjestu priključenja preko razmjene reaktivne snage s mrežom pri zadatom naponu koji pokriva najmanje opseg 0.95 - 1.05 j.v. u koracima ne većim od 0.01 j.v. sa nagibom u opsegu 2 - 7% u koracima ne većim od 0.5% maksimalne reaktivne snage. Zadani napon („setpoint“) može biti u radu sa ili bez mrtve zone u opsegu 0 - 5% Un, sa koracima ne većim od 0.5%.
- Za potrebe upravljanja reaktivnom snagom, energetski park mora biti u mogućnosti da postavi zadane vrijednosti reaktivne snage bilo gdje u rasponu reaktivne snage, sa postavkom koraka ne većim od 5 Mvar ili 5% (ovisno o tome koji je manji) pune reaktivne snage, kontrolišući reaktivnu snagu na mjestu priključenja sa tačnošću unutar ±5 MVar ili ±5% (zavisno šta je manje) od pune reaktivne snage.
- Za potrebe upravljanja faktorom snage, energetski park mora biti u mogućnosti da kontroliše faktor snage na mjestu priključenja unutar definisanog raspona reaktivne snage.

(5) NOSBiH će zajedno s Korisnikom definisati koji od pomenuta tri načina upravljanja reaktivnom snagom sa odgovarajućim postavkama („*setpoint*“) će biti izabran. Oprema mora imati mogućnost daljinskog upravljanja.

(6) S obzirom na upravljanje prigušenjem oscilacija snage, energetski park mora biti u mogućnosti da doprinese prigušenju oscilacija snage. Karakteristike upravljanja naponom i reaktivnom snagom energetskog parka ne trebaju štetno uticati na prigušenje oscilacija snage.

6. Operativni kodeks

(1) Ovaj kodeks se primjenjuje na NOSBiH, Elektroprijenos BiH, Distributere i Korisnike prijenosne mreže.

6.1. Planiranje

6.1.1. Predviđanje potrošnje i proizvodnje

(1) NOSBiH do kraja oktobra svake godine izrađuje godišnji bilans električne energije na prijenosnoj mreži koji sadrži detaljne planirane podatke o količinama po mjesecima za sljedeću godinu. NOSBiH će tokom izrade bilansa usaglašavati podatke sa Korisnicima.

(2) U cilju izrade godišnjeg bilansa na mreži prijenosa Korisnici NOSBiH-u, na način i u vrijeme koji su naznačeni, moraju osigurati sljedeće podatke:

- Svaki Distributer i Direktno priključeni kupac do kraja septembra svake godine će NOSBiH-u dostaviti objektivne procjene za minimalni i maksimalni nivo snage (MW, MVAr) (bruto i sa prijenosne mreže) za svaki mjesec predstojeće godine;
- Svaki Distributer i Direktno priključeni kupac do kraja septembra svake godine će NOSBiH-u dostaviti objektivne procjene za ukupnu potrošnju električne energije (MWh, MVArh), kao i iznos energije koju planira preuzeti sa prijenosne mreže i/ili drugih sistema za svaki mjesec predstojeće godine;
- Podaci o kojima je riječ u prethodnim alinejama će biti dostavljeni za svako čvorište Distributera i Direktno priključenih kupaca;
- Svaki Distributer će dostaviti zbirne mjesečne podatke o planiranoj proizvodnji jedinica spojenih na distributivnu mrežu;;
- U svojim predviđanjima svaki Distributer i Direktno priključeni kupac mora naznačiti moguće predviđene promjene potrošnje električne energije do kojih bi moglo doći zbog projekata koji su planirani, ali još nisu izvedeni.

(3) U cilju izrade godišnjeg bilansa na mreži prijenosa svaki proizvođač će do kraja septembra svake godine dostaviti objektivne procjene proizvodnje električne energije i snage za svaku HE i OIE, te svaki agregat u TE, za svaki mjesec predstojeće godine.

(4) NOSBiH će za prijenosnu mrežu procjenjivati vrijednosti gubitaka na mjesečnoj osnovi, kao i potrebni obim rezervi za održavanje frekvencije.

(5) Prilikom predviđanja opterećenja prijenosne mreže NOSBiH će u obzir uzeti sljedeće faktore:

- historijske podatke potrošnje i podatke od Korisnika;
- procjenu prijenosnih gubitaka;
- očekivane tokove na interkonektivnim vodovima;
- ostale informacije Korisnika;
- predviđena potrošnja pumpno-akumulacionih jedinica.

6.1.2. Planiranje zastoja

(1) U ovoj sekciji se izlažu procedure koje NOSBiH-u omogućuju procjenu sigurnosti i raspoloživosti prijenosne mreže u karakterističnim vremenskim intervalima u skladu sa sigurnosnim operativnim standardima ENTSO-E.

6.1.2.1. Godišnji plan zastoja

(1) Godišnji plan zastoja pravi NOSBiH na osnovu podataka koje mu dostavlja Elektroprijenos BiH (termini zastoja elemenata prijenosne mreže u njegovom vlasništvu) i Korisnici (termini zastoja elemenata prijenosne mreže i proizvodnih jedinica u njihovom vlasništvu). Godišnji plan zastoja sastoji se od tačno definisanih termina za dugotrajne prekide i okvirnih termina za kratkotrajne prekide.

(2) Tokom pripreme godišnjeg plana zastoja NOSBiH će preduzeti potrebne mjere kako bi usaglasio zahtjeve za planskim isključenjima Elektroprijenosa BiH i Korisnika. U slučaju kada se iz opravdanih razloga ne može udovoljiti zahtjevima Elektroprijenosa BiH i/ili Korisnika, izvršit će se dodatne konsultacije između NOSBiH-a, Elektroprijenosa BiH i Korisnika kako bi bio napravljen odgovarajući godišnji plan. U ovim okolnostima NOSBiH ima ovlaštenje za donošenje konačne odluke.

(3) Hronologija usaglašavanja godišnjeg plana zastoja:

a) Kraj avgusta: Elektroprijenos BiH i Korisnici dostavljaju NOSBiH-u prvi nacrt godišnjeg plana zastoja za predstojeću godinu.

b) Kraj septembra: NOSBiH izrađuje nacrt godišnjeg plana te ga dostavlja Elektroprijenosu BiH i Korisnicima.

c) Kraj oktobra: NOSBiH usaglašava nacrt godišnjeg plana zastoja sa planovima operatora susjednih sistema.

d) Kraj novembra: NOSBiH izrađuje konačni godišnji plan zastoja nakon usaglašavanja na regionalnom nivou.

(4) Termin isključenja definisan godišnjim planom zastoja može biti izmijenjen:

- pravovremenim nalogom NOSBiH-a o promjeni termina početka isključenja kojem je cilj omogućiti pouzdano snabdijevanje ili sigurnost rada EES-a;
- dogovorom između NOSBiH-a i subjekta nadležnog za upravljanje proizvodnom jedinicom, u slučajevima kada te promjene utiču samo na tu proizvodnu jedinicu;
- dogovorom između NOSBiH-a i Direktno priključenih kupaca, u slučajevima kada takve promjene utiču jedino na tog kupca;
- dogovorom između NOSBiH-a i Elektroprijenosa BiH, u slučajevima kada takve promjene utiču samo na Elektroprijenos BiH;
- dogovorom između NOSBiH-a i Distributera, u slučajevima kada takve promjene utiču samo na tog Distributera;
- dogovorom između Korisnika i Elektroprijenosa BiH, ukoliko je NOSBiH dao odobrenje za to, uz procjenu uticaja takvog aranžmana na uslove u sistemu;

- dogovorom NOSBiH-a sa regionalnim koordinatorom, koordinatorom bloka i operatorima susjednih sistema kada promjena termina isključenja ima uticaj na te sisteme.

6.1.2.2. Mjesečni plan zastoja

(1) Elektroprijenos BiH i Korisnici obavezni su do 20-tog u mjesecu (M) potvrditi termine planiranih zastoja predviđenih godišnjim planom zastoja za dva (2) mjeseca unaprijed (M+2) ili predložiti eventualne izmjene.

(2) NOSBiH će pri izradi Mjesečnog plana zastoja, definisati vrijeme i trajanje planiranog zastoja.

6.1.2.3. Zahtjevi za isključenje

(1) Elektroprijenos BiH i Korisnici će zatražiti od NOSBiH-a pismenu saglasnost za obavljanje planiranih isključenja u rokovima koje definira NOSBiH. Elektroprijenos BiH je dužan obezbijediti saglasnost Korisnika ukoliko planirano isključenje uzrokuje prekid napajanja.

6.1.2.4. Neplanska isključenja

(1) Kada, zbog okolnosti koje se ne mogu izbjeći, Elektroprijenos BiH ili Korisnik trebaju obaviti neplansko isključenje, o tome moraju obavijestiti NOSBiH i tražiti saglasnost. Zahtjev za saglasnost mora sadržavati:

- sve pojedinosti o postrojenjima i uređajima na koje se odnosi traženo isključenje, te moguće posljedice,
- datum i vrijeme početka i završetka neplanskog isključenja.

(2) NOSBiH od Elektroprijenosa BiH ili Korisnika može zahtijevati izmjene vezane za neplansko isključenje kada prema mišljenju NOSBiH-a to neplansko isključenje može ozbiljno uticati na sigurnost EES-a. Ako su Elektroprijenos BiH ili Korisnik saglasni s predloženom alternativom, NOSBiH mora poslati pismenu potvrdu s novim datumom i vremenom neplanskog isključenja.

6.1.2.5. Ispadi

(1) U slučaju da dođe do ispada objekta Korisnika ili nekog od elemenata prijenosne mreže, NOSBiH treba biti obaviješten o događaju što je moguće prije. Elektroprijenos BiH ili Korisnik bi trebali procijeniti moguće trajanje ispada i NOSBiH-u predočiti sve potrebne pojedinosti. U slučaju da procjene vremena i datuma povratka na normalni režim ne mogu biti dostavljene zajedno s prvim izvještajem o ispadu, Elektroprijenos BiH ili Korisnik će, što je moguće prije, o tome izvijestiti NOSBiH.

(2) U slučaju ispada elemenata prijenosne mreže koji za posljedicu imaju prekid isporuke električne energije Distributeru/Korisniku, NOSBiH ili Elektroprijenos BiH tog Distributera/Korisnika trebaju obavijestiti o razlozima i prvim procjenama trajanja ispada.

6.1.3. Dnevni rasporedi

(1) Dnevni rasporedi se dostavljaju direktnim unošenjem podataka elektronskim putem u ESS platformu NOSBiH-a u definiranom formatu.

(2) Unos i izmjena dnevnih rasporeda su omogućeni svaki dan prema Uputstvima za dostavljanje i izmjene dnevnih rasporeda (www.nosbih.ba).

(3) Informacija o prijemu ili odbijanju dnevnog rasporeda se vidi na korisničkoj ESS aplikaciji.

(4) Nakon vremena za podnošenje, NOSBiH provjerava valjanost svakog dostavljenog dnevnog rasporeda.

(5) Konačni dnevni raspored ili njegove dijelove NOSBiH može proglasiti nevažećim u sljedećim slučajevima:

a) ako dnevni raspored sadrži prekogranične razmjene za koje nije obezbijeđen prekogranični kapacitet,

b) ako dnevni raspored sadrži prekogranične razmjene koje nisu usaglašene sa susjednim operatorom sistema,

c) ako dnevni raspored sadrži razmjene koje nisu usaglašene unutar regulacionog područja BiH,

d) ako dnevni raspored sadrži internu razmjenu preko objavljenog mrežnog ograničenja unutar BiH,

e) ako dnevni raspored sadrži bilo koji podatak koji je tehnički neostvariv ili nije logičan (npr. proizvodnja veća od tehničkog maksimuma),

f) ako dnevni raspored nije izbalansiran.

(6) U slučaju da NOSBiH konačni dnevni raspored ili njegove dijelove proglasi nevažećim, stranu koja je raspored nominovala obavještava o tome i navodi razloge za takvu odluku.

(7) U slučaju potrebe za korekcijom dnevnog rasporeda, NOSBiH šalje informaciju o potrebnim korekcijama koje se mogu vršiti unutar definisanih korekcijskih ciklusa. Ukoliko nakon obavještenja o potrebnim korekcijama i završetka korekcijskih ciklusa nije dostavljena ispravna verzija dnevnog rasporeda, pristigli dnevni raspored NOSBiH može prilagoditi na jedan od slijedećih načina:

a) svođenjem neusaglašene nominacije na nižu vrijednost,

b) ukidanjem neusaglašene nominacije.

(8) Nakon prijema više verzije dnevnog rasporeda NOSBiH takođe provjerava njegovu ispravnost.

(9) Dnevni raspored se smatra odobrenim kada Korisnik dobije potvrdu NOSBiH-a za izbalansiranost te potvrdu za usaglašavanje prijavljenih razmjena.

(10) Promjene odobrenog dnevnog rasporeda se vrše u skladu s Uputstvima za dostavljanje i izmjene dnevnih rasporeda (www.nosbih.ba).

6.1.4. Kratkoročna i srednjeročna adekvatnost, D2CF modeli

(1) U skladu s Procedurama za kritične mrežne situacije odobrenih od strane ENTSO-E SOC (*System Operation Committee*) korisnici su obavezni da:

- svakodnevno dostavljaju 24-satni program proizvodnje i potrošnje za dva dana unaprijed (D-2) zbog izrade 24 individualna modela za dva dana unaprijed (D2CF)
- svakodnevno dostavljaju 24-satnu prognozu proizvodnje i potrošnje za narednih sedam dana zbog izrade dokumenata o raspoloživoj adekvatnosti .

6.1.5. Upravljanje zagušenjima

(1) NOSBiH će proračunati i objaviti vrijednosti raspoloživih kapaciteta za svaki smjer i za svaku granicu posebno. Pravila o alokaciji prekograničnih kapaciteta će biti objavljena na internet stranici NOSBiH-a.

(2) NOSBiH će proračunati ukupni prijenosni kapacitet (*TTC*) i usaglasiti ga sa susjednim operatorima sistema uvažavajući kriterije sigurnosti.

(3) Neto prijenosni kapacitet (*NTC*) je pozitivna razlika između TTC i TRM

$$NTC = TTC - TRM$$

(4) Raspoloživi prijenosni kapacitet (ATC) prije nominacije dnevnih rasporeda vezanih za dugoročna prava na prijenosne kapacitete se izračunava prema formuli ATC = NTC – AAC, gdje je AAC – vrijednost već dodijeljenog kapaciteta, a nakon toga prema formuli ATC = NTC – CAX.

(5) U slučaju mrežnih zagušenja NOSBiH će obezbijediti ažurirane vrijednosti ATC-a. NOSBiH će identificirati sve prijenosne linije i dijelove prijenosne mreže koji bi mogli biti pogođeni ovim zagušenjima.

(6) Kako bi osigurao integritet i sigurnost EES-a, NOSBiH, uz pravovremeno obavještenje i naknadno pismeno obrazloženje, ima pravo da djelimično ili potpuno prekine sve uvoze/izvoze koji doprinose neočekivanom mrežnom zagušenju.

(7) U slučaju pojave unutrašnjih zagušenja, u cilju osiguranja integriteta i sigurnosti EES-a, NOSBiH ima pravo da uradi redispečiranje proizvodnje.

6.2. Upravljanje prijenosnim sistemom

(1) U cilju donošenja svrsishodnih odluka vezanih uz siguran i pouzdan pogon EES-a, NOSBiH u svakom trenutku mora znati uklopno stanje prijenosne mreže kao i uklopno stanje u postrojenjima sistema. NOSBiH mora pratiti električne procesne parametre sistema (napone, tokove snaga, snage trenutne proizvodnje elektrana, trenutnu potrošnju, odstupanje snage razmjene prema susjednim sistemima, regulacione zahtjeve, frekvenciju, djelovanje električnih zaštita i slično), te voditi statistiku pogonskih događaja. Nadzor nad navedenim elementima, odnosno, procesnim veličinama EES-a, operator sistema provodi putem sistema SCADA.

(2) NOSBiH mora imati i nadzor nad svim radovima koji se odvijaju u mreži, a koji utiču na njenu topološku strukturu i prijenosne mogućnosti.

(3) NOSBiH obavlja sljedeće funkcije:

a) upravlja radom svih visokonaponskih uređaja u BiH naponskog nivoa 110 kV i višeg koji su u funkciji prijenosa električne energije;

b) izdaje uputstva u procesu upravljanja;

c) rukovodi balansnim tržištem;

d) održava frekvenciju i snagu razmjene kontrolnog područja;

e) održava napon i

f) vrši ponovno uspostavljanje napajanja.

(4) Navedene funkcije NOSBiH realizuje izdavanjem dispečerskih naloga za:

- manipulacije komutacionom opremom na prijenosnoj mreži;
- angažovanje pomoćnih usluga;
- uključivanje/isključivanje i regulaciju opreme za reaktivnu kompenzaciju (kapaciteta/ reaktora/SVC-a/promjena postavke preklopke transformatora);
- redispečing u svrhu otklanjanja zagušenja na prijenosnoj mreži.

(5) Dispečerske naloge koji se odnose na promjenu odobrenog dnevnog rasporeda NOSBiH izdaje samo u slučaju ugroženosti sigurnosti sistema i/ili angažovanja pomoćnih usluga.

(6) NOSBiH sve dispečerski naloge mora čuvati u odgovarajućoj formi, u skladu sa odredbama zakona koje reguliraju ovu oblast i internim aktima NOSBiH-a. Elektroprijenosu BiH i Korisnicima može se dozvoliti pristup samo informacijama u vezi sa njihovim postrojenjima i uređajima.

6.2.1. Održavanje frekvencije

(1) Održavanje frekvencije NOSBiH obavlja u skladu s pravilima ENTSO-E i Tržišnim pravilima koristeći FCR, FRR i RR.

(2) Proračun potrebnog iznosa FRR-a vrši se u skladu s Procedurom za pomoćne usluge.

6.2.1.1. Primarna regulacija (Proces održavanja frekvencije)

(1) Pri pogonu u interkonekciji EES BiH, kao jedinstveno regulaciono područje, obavezan je u svakom trenutku obezbijediti zadati FCR u skladu sa udjelom svoje proizvodnje u ukupnoj proizvodnji ENTSO-E.

(2) Regulacioni opseg definiran je vrijednošću aktivne snage unutar kojeg sistem regulacije brzine pogonskog stroja djeluje automatski u oba smjera pri odstupanju frekvence. To je snaga koja se mora osigurati u skladu s koeficijentom doprinosa po standardima ENTSO-E.

6.2.1.2. Sekundarna regulacija (Proces obnove frekvencije)

(1) Zadaci obnove frekvencije su:

- ostvarivanje utvrđenog programa razmjene snage između sistema BiH i susjednih sistema u interkonekciji,
- preuzimanje regulacije frekvencije od aktivirane FCR te njeno obnavljanje,
- vraćanje frekvencije sistema na zadatu vrijednost.

(2) Proces obnove frekvencije je pomoćna usluga na nivou EES-a s minutnim odzivom radi održavanja željene snage razmjene i frekvencije u interkonekciji, odnosno samo frekvencije u izoliranom pogonu regulacionog područja ili dijela EES-a. Ostvaruje se djelovanjem preko sistema regulacije brzine proizvodnih jedinica i grupnih regulatora aktivne snage elektrane, ako su instalirani u elektranama s više proizvodnih jedinica.

(3) Angažovanje sekundarne regulacije vrši se u skladu s Procedurom za pomoćne usluge.

6.2.1.3. Tercijerna regulacija (Ručno angažovanje FRR)

(1) Ručna FRR se angažuje dispečerskim nalogom ili softverskom aktivacijom u roku od 15 minuta.

(2) U slučaju da se potrebna rezerva ne može obezbijediti u EES-u BiH, NOSBiH je može obezbijediti iz drugih kontrolnih područja u skladu s odgovarajućim sporazumima.

6.2.2. Održavanje napona i isporuka reaktivne snage

(1) U cilju održavanja sigurnosti i integriteta EES-a BiH, NOSBiH upravlja tokovima reaktivnih snaga na prijenosnoj mreži radi održavanja napona u granicama koje su definisane u tački 5.7.2(1).

(2) NOSBiH će izdavati dispečerske naloge za upravljanje raspoloživim kapacitivnim i induktivnim reaktivnim izvorima (generatori, prijenosni vodovi, kompenzatori i sl.), kao i naloge za promjenu položaja regulacionih preklopki mrežnih transformatora 400 kV i 220 kV u cilju održavanja napona unutar definisanih granica.

6.2.3. Komunikacije

(1) NOSBiH definira format i sadržaj dispečerskih naloga i uputa koje će izdavati uz konsultacije sa Elektroprijenosom BiH i Korisnicima.

(2) Osoba koja primi dispečerski nalog ili uputu, mora je ponoviti kako bi osoba koja ju je izdala mogla potvrditi da su nalog ili uputa ispravno shvaćeni. Osoba koja je primila nalog ili uputu izvršiće je tek nakon što primi potvrdu od osobe koja je izdala dispečerski nalog ili uputu.

(3) Korisnik ili Elektroprijenos BiH, uz odgovarajuće obrazloženje, mogu odbiti dispečerski nalog ili uputu iz sigurnosnih razloga – u vezi sa osobljem ili postrojenjem – ili zbog nevalidnosti dispečerskog naloga ili upute.

(4) Ni pod kakvim okolnostima važeći dispečerski nalog koji je NOSBiH izdao Korisniku ili Elektroprijenosu BiH ne može biti ignoriran zbog komercijalnih razloga.

(5) U slučaju da se pri izvršenju dispečerskog naloga ili upute dogodi nepredviđeni problem, koji utječe na sigurnost osoblja ili postrojenja, NOSBiH o tome mora trenutno biti obaviješten.

(6) U slučaju gubitka svih vidova komunikacija, Elektroprijenos BiH i Korisnik moraju raditi kao odgovorni i oprezni operatori.

(7) U slučaju gubitka komunikacija neće se upravljati elektranom izvan njenih sigurnosnih granica, odnosno, Korisnik mora održavati frekvenciju sistema i vrijednosti napona u dozvoljenim granicama.

(8) U slučaju prekida u komunikacijama ili oštećenih komunikacija pogođene strane će učiniti sve neophodne korake da što prije ponovo uspostave bilo kakvu komunikaciju.

7. Kodeks mjera u nepredviđenim situacijama

(1) Ovaj kodeks se primjenjuje na NOSBiH, Elektroprijenos BiH, Distributere i Korisnike prijenosne mreže.

(2) NOSBiH je odgovoran za realizaciju mjera očuvanja sigurnosti sistema u nepredviđenim režimima rada. Uvažavajući tehničke karakteristike prijenosne mreže i Korisnika NOSBiH će u posebnom dokumentu obraditi detaljne mjere i procedure za odbranu sistema od poremećaja koji mogu dovesti do djelimičnog ili potpunog raspada, kao i procedure za obnovu sistema.

7.1. Plan odbrane od poremećaja

7.1.1. Kontrola potrošnje

(1) Distributeri i Direktno priključeni kupci pridržavat će se mjera redukcije potrošnje koje NOSBiH može preduzeti u cilju sigurnosti sistema i nesmetanog napajanja prioritetne potrošnje.

(2) Pri primjeni mjera redukcije potrošnje NOSBiH će imati nediskriminirajući pristup prema kupcima električne energije na prijenosnoj mreži i koristiti ih tek nakon što se iscrpe ostale mjere za očuvanje sigurnosti sistema.

7.1.1.1. Metode kontrole potrošnje

(1) Kontrola potrošnje uključuje:

- redukciju napona koju inicira NOSBiH
- smanjenje opterećenja koje inicira NOSBiH
- automatsko podfrekventno rasterećenje
- havarijsko ručno rasterećenje.

(2) NOSBiH će sa Distributerima i Direktno priključenim kupcima dogovoriti sve detalje vezane za kontrolirano rasterećenje potrošnje smanjenjem napona i/ili djelimičnim ili potpunim isključenjem Korisnika sa mreže.

7.1.1.2. Redukcija napona Korisnika

(1) U slučaju opasnosti od pojave naponskog kolapsa NOSBiH će, zajedno sa Elektroprijenosom BiH, Distributerima i Korisnicima mreže, aktivirati mjere redukcije napona na naponskim nivoima napajanja potrošača do pet procenata (5%). U takvim slučajevima NOSBiH će Elektroprijenosu BiH davati naloge za promjenu položaja regulacione sklopke transformatora na određenim tačkama sistema

(2) Ukoliko reaktivni resursi nisu dovoljni, NOSBiH će izdati nalog o redukciji potrošnje u cilju prevencije naponskog sloma.

7.1.1.3. Smanjenje opterećenja koje inicira NOSBiH

(1) U slučajevima poremećaja u EES-u BiH koji ugrožavaju sigurnost sistema i za koje se predviđa da mogu trajati duže vremena, NOSBiH će zahtijevati redukciju opterećenja. U takvim okolnostima, zavisno od veličine poremećaja, NOSBiH će u dogovoru sa Distributerom pripremiti plan redukcije opterećenja za 45% potrošnje (raspodijeljen u šest koraka po 5 i 10%) na 35 kV, 20 kV i 10 kV distributivnim odvodima u svim TS 110/x kV.

7.1.1.4. Automatsko podfrekventno rasterećenje

(1) Distributeri i kupci obavezni su pripremiti i realizovati planove podfrekventne zaštite koji sadrže raspored potrošača prema stepenu njihovog prioriteta, tehnološkim karakteristikama i snazi. Automatsko podfrekventno rasterećenje se postiže upotrebom podfrekventnih releja koji moraju imati diferencijalni i vremenski član. Ukupno rasterećenje sistema iznosi 45% nominalnog opterećenja (u sumi) i ostvaruje se dejstvom podfrekventnih releja u rasponu od 49,0 do 48,0 Hz. Plan podfrekventnog rasterećenja EES-a BiH mora biti usklađen sa Opštim planom automatskog podfrekventnog rasterećenja ENTSO-E u kome se navodi:

a) Rasterećenje potrošnje je obavezno na 49,0 Hz, a postepeno rasterećenje do 45% nominalnog opterećenja (u sumi) treba da se ostvaruje dejstvom podfrekventnih releja u rasponu od 49,0 do 48,0 Hz.

b) Na 49,0 Hz bar 5% ukupne potrošnje treba da se rastereti, što treba da bude dopunjeno gubitkom proizvodnje koji je u ovom stadijumu izazvan padom frekvencije usljed neispunjenja zahtjeva mreže.

c) Ispod 49,0 Hz, plan rasterećenja po koracima treba da bude dopunjen pojedinačnim ublažavanjem gubitka proizvodnje. Plan podfrekventnog rasterećenja treba prilagoditi kako bi se nadoknadili dodatni gubici proizvodnje.

d) Koraci frekvencije treba da budu manji od ili jednaki 200 mHz (u zavisnosti od broja koraka i karakteristike podfrekventnih releja).

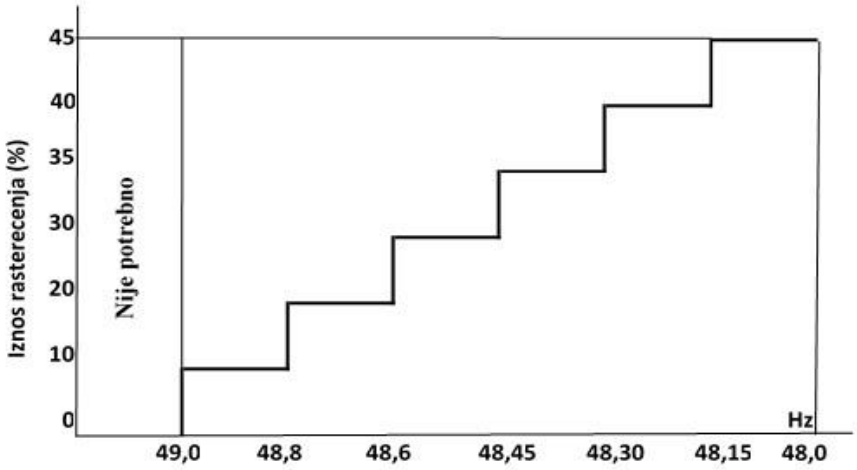
e) U svakom koraku automatskog podfrekventnog rasterećenja dozvoljeno je isključenje do 10% opterećenja (u zavisnosti od broja koraka i karakteristike podfrekventnih releja) osim ako se uzimaju u obzir dodatni gubici proizvodnje.

f) Maksimalno zatezanje isključenja treba da bude 300 ms uključujući vrijeme reagovanja prekidača. Ne treba dodavati bilo kakvo namjerno vremensko zatezanje.

g) Mjerenja frekvencije za rasterećenje treba održavati sa maksimalnom greškom mjerenja od 30 mHz.

h) Automatsko isključenje pumpi treba da bude aktivirano ispod 49,8 Hz:

- Ako je 49,2 Hz < frekvencija < 49,8 Hz, onda je kašnjenje ≤ 10 s.
- Ako je frekvencija ≤ 49,2 Hz, onda je kašnjenje = 0 s.
- Ispod 49,2 Hz sve pumpe treba da budu isključene.



Opsezi podešenja releja podfrekventne zaštite

(2) Procenat automatskog rasterećenja odnosi se na vršnu snagu Distributera i Direktno priključenog kupca na prijenosnoj mreži u prethodnoj godini. Elektroprijenos BiH, te svaki Distributer i Direktno priključeni kupac na prijenosnoj mreži, će NOSBiH godišnje izvještavati o lokaciji podfrekventnog releja te o ukupnom očekivanom smanjenju potrošnje koje je moguće postići za svako distributivno čvorište.

7.1.1.5. Automatsko nadfrekventno rasterećenje

(1) Automatsko nadfrekventno rasterećenje treba da obezbijedi automatsko smanjenje proizvodnje aktivne snage koja se injektira u EES. U dogovoru sa ostalim operatorima prenosnog sistema, NOSBiH će u Planu odbrane EES definisati sledeće parametre za automatsko djelovanje nadfrekventne zaštite:

(a) frekvencijski prag za aktiviranje plana;

(b) omjer smanjenja injektirane aktivne snage.

7.1.1.6. Havarijsko ručno rasterećenje

(1) U cilju izbjegavanja ugrožavanja sigurnosti EES ili njegovih pojedinih dijelova sa prijetnjom potpunog ili djelimičnog raspada praćenog preopterećenjem elemenata prijenosne mreže, smanjenjem napona i/ili frekvencije ispod dozvoljenih granica, NOSBiH od Distributera ili Elektroprijenosa BiH može zahtijevati havarijsko ručno isključenje opterećenja u pojedinim dijelovima sistema ili cijelog postrojenja. Elektroprijenos BiH i Distributeri su odgovorni za realizaciju naloga NOSBiH-a.

7.1.2. Resinhronizacija otoka

(1) Kada dijelovi sistema prestanu biti međusobno sinhronizovani, ali ne dođe do potpunog ili djelimičnog prekida, NOSBiH će određenim Korisnicima dati upute da reguliraju

proizvodnju ili potrošnju, u zavisnosti od slučaja, kako bi se omogućila resinhronizacija. NOSBiH će informirati Korisnike o (ne)uspješnosti sinhronizacije.

7.1.3. Višestruki incidenti u sistemu

(1) Višestruki incident u sistemu je slučaj čija pojava, po mišljenju NOSBiH-a, Elektroprijenosa BiH ili Korisnika, vodi ili može imati ozbiljne i/ili široke posljedice na cijeli sistem. Kada NOSBiH ustanovi da je nastao višestruki incident, NOSBiH će preduzeti sve neophodne mjere da bi se spriječila dalja dezintegracija sistema.

7.2. Obnova rada sistema nakon raspada

7.2.1. Plan obnove rada elektroenergetskog sistema

(1) NOSBiH je, uz saradnju Elektroprijenosa BiH i Korisnika, odgovoran za izradu i ažuriranje plana obnove EES-a. Ovaj plan će uspostaviti opću strategiju obnove EES-a nakon što su cijeli EES BiH ili neki njegovi dijelovi bili isključeni iz sistema Evrope.

(2) Cilj Plana obnove EES-a je dati smjernice za sve subjekte uključene u proces obnove EES-a kako bi se što brže uspostavilo ponovno napajanje. Plan obnove rada EES-a treba biti fleksibilan u zavisnosti od raspoloživosti *black start* elektrana i prijenosnih objekata.

(3) Opća strategija obnove EES-a koju će slijediti Korisnici biće izložena u Planu obnove EES-a koji će definirati sljedeće korake:

a) prioritetno uspostavljanje snabdijevanja iz susjednih sistema u cilju očuvanja termičkih parametara termoagregata, napajanja prioritetne potrošnje i brže obnove sistema;

b) uspostavljanje određenog broja izoliranih otočnih sistema koji se oslanjaju na pokretanje *black start* elektrana;

c) napajanje lokalnog opterećenja iz ovih *black start* elektrana;

d) sinhronizaciju, korak po korak, i međusobno povezivanje izoliranih EES-a;

e) konačnu i potpunu obnovu normalnog rada cijelog EES-a, uključujući i veze prema susjednim sistemima.

7.2.1.2. Ažuriranje plana obnove elektroenergetskog sistema

(1) NOSBiH je zajedno sa Elektroprijenosom BiH odgovoran za ažuriranje Plana obnove EES-a. Plan obnove će biti ažuriran i revidiran svakih pet (5) godina,

(2) U razdoblju između formalnih revizija, NOSBiH će, u saradnji sa Elektroprijenosom BiH, uraditi revizije Plana obnove EES-a kako bi ga uskladio sa promjenama tehničkih parametara koji mogu uticati na izmjene pojedinih procedura obnove (nove elektrane, dalekovodi, prioritetni kupci).

7.2.1.3. Sprovođenje plana obnove elektroenergetskog sistema

(1) Tokom procesa obnove EES-a Elektroprijenos BiH i Korisnici moraju se pridržavati naloga NOSBiH-a.

(2) Nakon završetka procesa obnove EES-a i povratka u normalan pogon NOSBiH će Elektroprijenos BiH i Korisnike informirati o normalizaciji stanja u EES-u.

7.3. Obuka

(1) Osoblju koje će biti uključeno u planove odbrane i obnove EES-a NOSBiH će omogućiti da bude upoznato s tim planovima i bude obučeno za njihovo provođenje, provjere i prilagođavanja.

(2) Obaveza Elektroprijenosa BiH i svih Korisnika navedenih u planovima je da osiguraju adekvatnu obuku za svoje osoblje koje će biti uključeno u planove odbrane i obnove EES-a uz uslov da to osoblje ima primjerene kvalifikacije i iskustvo.

8. Kodeks mjerenja

(1) Kodeks mjerenja se primjenjuje na NOSBiH, Elektroprijenos BiH, Distributere i Korisnike prijenosne mreže.

(2) Kodeks mjerenja sadrži pravila, prava i obaveze vezane za mjerenje električne energije i raspolaganje odgovarajućim podacima.

(3) Podaci se arhiviraju u AMR sistem i Obračunsku bazu podataka i predstavljaju osnovu za obračune tokova električne energije u EES-u BiH (isporuka, prijem, vršna snaga, pomoćne usluge, debalans,...) za svaki period poravnanja.

(4) Svi Korisnici će imati odgovarajuća mjerenja kako bi se omogućilo registrovanje i prikupljanje podataka o tokovima aktivne i reaktivne energije za svakih petnaest (15) minuta, te o vršnoj snazi. NOSBiH će prikupljati podatke mjerenja za obračun (poravnanje) i plaćanje.

8.1. Opći zahtjevi

(1) Opći principi Kodeksa mjerenja su sljedeći:

a) svaka tačka mjerenja mora biti obuhvaćena jednom instalacijom za mjerenje;

b) svaki interkonektivni vod mora imati instalaciju za mjerenje;

c) instalacije za mjerenja moraju:

- biti verifikovane od strane nadležne institucije;
- imati mogućnost daljinskog očitavanja;
- imati mogućnost mjerenja aktivne i reaktivne energije (kWh, kVArh) i vršne snage (kW);
- čuvati memorisane podatke o izmjerenim vrijednostima najmanje za proteklih četrdeset i pet (45) dana;
- biti vremenski sinhronizovane;
- biti zavedene u Registru mjerenja;

d) svi mjerni podaci se prikupljaju u AMR sistem, a zatim u Obračunsku bazu podataka NOSBiH-u;

e) strana odgovorna za mjerenje odgovorna je i za provjeru instalacija mjerenja;

f) Elektroprijenos BiH je nadležan za izradu i ažuriranje Registra mjerenja kako bi omogućio primjenu Kodeksa mjerenja u pogledu:

- kreiranja novih i ažuriranja postojećih OMM i načina obračuna energetskih veličina u tim OMM;
- kreiranja novih i ažuriranja postojećih instalacija mjerenja i njihovih karakteristika;

g) sve instalacije mjerenja moraju biti u skladu sa standardima koji su dati u ovom kodeksu;

h) mjerni podaci se koriste u obračunima tokova električne energije, debalansa i pomoćnih usluga.

8.2. Definisanje tačaka i parametara mjerenja

8.2.1. Definisanje tačaka mjerenja

(1) Elektroprijenos BiH je odgovoran za instalacije mjerenja te za ugradnju i održavanje ovih instalacija u skladu sa važećim tehničkim preporukama za sve tačke mjerenja na interkonektivnim DV-ima i na mjestima razgraničenja sa Distributerima i za sve tačke mjerenja između Korisnika i Elektroprijenosa BiH koje se nalaze u objektima Elektroprenosa, ukoliko nije drugačije definirano.

(2) Korisnici su odgovorni za instalacije mjerenja te za ugradnju i održavanje ovih instalacija u skladu sa važećim tehničkim preporukama, za sve tačke mjerenja između Korisnika i Elektroprijenosa BiH koji se nalaze u objektu Korisnika, ukoliko nije drugačije definirano

(3) Odgovorni subjekt mora osigurati da instalacija za mjerenje bude locirana u tački mjerenja.

(4) U slučaju kada nije moguće ugraditi instalacije za mjerenje u tački mjerenja (npr. udaljena lokacija), tada će se, gdje je to neophodno, obezbijediti kompenzacija za gubitke u energetskom transformatoru i/ili dalekovodu kako bi se zadovoljili ukupni zahtjevi tačnosti.

(5) Kompenzacija se može raditi lokalno, uz pomoć mjerne opreme ili daljinski, pomoću softvera. U oba slučaja kompenzaciju trebaju odobriti uključene strane. Dogovoreno rješenje se dostavlja NOSBiH-u. Konačna formula za kompenzaciju će se nalaziti u registru mjerenja zajedno sa ugovornim klauzulama i parametrima.

8.2.2. Parametri mjerenja

(1) Svaka tačka mjerenja mora imati mogućnost registrovanja i daljinskog očitavanja aktivne i reaktivne energije svakih petnaest (15) minuta, te vršne snage.

(2) Za svaku tačku mjerenja zahtijevaju se sljedeća mjerenja:

a) prijem (kWh),

b) isporuka (kWh),

c) prijem (kVArh),

d) isporuka (kVArh).

(3) U svakom periodu od petnaest (15) minuta će se obezbijediti i sljedeća mjerenja vršne snage:

a) prijem (kW),

b) isporuka (kW),

c) prijem (kVAr),

d) isporuka (kVAr).

(4) Zavisno od dogovora sa NOSBiH-om, određena mjerenja mogu biti izostavljena.

8.2.2.1. Tačnost mjerenja

(1) Sva mjerila (brojila) aktivne i reaktivne energije moraju zadovoljiti standarde BAS EN 62052-11(2016), BAS EN 62053-21(2006), BAS EN 62053-22(2006) i BAS EN 62053-23(2007)

(2) Klase tačnosti instalacija mjerenja navedene su u sljedećoj tabeli:

Tip	Klasa tačnosti mjerne opreme priključne tačke	
	400 kV i 220 kV	110 kV
SMT	0.2 S	0.2
NMT	0.2	0.2
Mjerila aktivne (djelatne) energije	0.2	0.2
Mjerila reaktivne (jalove) energije	2	2

(3) Ukupna tačnost mjerenja predstavljena je u sljedećoj tabeli:

Struja kao procenat nominalne struje	Faktor snage	Granice greške za krugove na	
		400 kV i 220 kV	110 kV
Aktivna (djelatna) energija			
20% do 120%	1	± 0.5%	± 1.0%
5% do 20%	1	± 0.5%	± 1.0%
1% do 5%	1	± 0.7%	± 1.4%
20% do 120%	0.5 zaost. do 0.8 pred.	± 1.0%	± 1.8%
Reaktivna (jalova) energija			
10% do 120%	0	± 4.0%	± 4.0%
10% do 120%	0.866 zaos. do 0.866 pred.	± 5.0%	± 5.0%

8.2.2.2. Rezolucija mjerenja

(1) Rezolucija registracije energije u periodu registracije će biti bolja od 0,5 puta k% u odnosu na registrovane energije na nominalnom nivou. Faktor k je klasa tačnosti mjerila.

8.3. Instalacija za mjerenje

(1) Komponente instalacija za mjerenje sastavljene su od sljedećih elemenata:

a) mjerni transformatori,

b) mjerilo (brojilo),

c) uređaji za pohranjivanje podataka (registrator),

d) komunikacijski sistem usklađen sa komunikacijskim sistemom Elektroprijenosa BiH,

e) spojni provodnici.

(2) Pojedine komponente mogu biti obezbijeđene i unutar istog dijela opreme.

(3) Instalacija za mjerenje treba da je zaštićena od vanjskih uticaja i uticaja mreže (udari, nestanak napajanja i sl.).

8.3.1. Mjerni transformatori

(1) Strujni i naponski mjerni transformatori moraju zadovoljavati važeće standarde.

8.3.2. Mjerila (brojila)

(1) Mjerila aktivne i reaktivne energije moraju biti trosistemska, dvosmjerna i zadovoljiti definirane klase tačnosti.

(2) Svako mjerilo će biti obilježeno jedinstvenom oznakom (EIC kod) i ova će informacija zajedno sa tehničkim detaljima i specifikacijama biti dostupna Elektroprijenosu BiH zbog uključivanja u Registar mjerenja.

8.3.3. Čuvanje podataka

(1) Kapacitet uređaja za čuvanje petnaestominutnih podataka mora biti u stanju da sačuva sve izmjerene vrijednosti u trajanju od 45 dana.

(2) NOSBiH će u saradnji sa Elektroprijenosom BiH definisati, odnosno, odabrati format, protokol i vremenski okvir za daljinsko očitanje podataka, a u skladu sa standardima ENTSO-E i zahtjevima Tržišnih pravila.

(3) NOSBiH ima mogućnost ponovnog daljinskog prikupljanja podataka u bilo kojem trenutku, tokom perioda čuvanja podataka.

(4) Instalacije za mjerenje će biti opremljene zaštitom od gubljenja memorisanih podataka.

(5) Uređaji za čuvanje podataka mjerenja će obezbijediti sljedeće:

a) Nepotpune vrijednosti energije i potrošnje, one u kojima se pojavio prekid i/ili ponovno postignuto napajanje uređaja za čuvanje podataka i nulte vrijednosti energije i potrošnje nastale zbog problema u napajanju uređaja za čuvanje podataka će biti označene kako bi ih sistem za sakupljanje mjerenja mogao identificirati.

b) Do ponovnog snabdijevanja, sat, kalendar i svi podaci će biti sačuvani u traženom periodu.

c) Očitavanje podataka ni u jednom slučaju neće izbrisati ili promijeniti sačuvane podatke mjerenja.

8.3.4. Zaštita instalacija za mjerenje

(1) Nakon puštanja u rad sva oprema instalacije za mjerenje će biti plombirana u skladu sa odgovarajućom procedurom. Plomba će biti postavljena tako da unutrašnjost uređaja za mjerenje ne može biti dostupna bez povrede plombe.

8.3.5. Pristup podacima

(1) Podaci mjerenja smješteni u instalaciji za mjerenje će odgovarajućim šiframa biti zaštićeni od neovlaštenog lokalnog ili daljinskog elektronskog pristupa.

(2) Elektroprijenos BiH osigurava NOSBiH-u „*read*“ pristup mjernim podacima preko baze u kojoj su smješteni očitani podaci, odnosno direktan pristup na OMM za interkonektivne vodove.

(3) Korisnici su obavezni NOSBiH-u i Elektroprijenosu BiH osigurati „*read*“ pristup podacima direktno preko brojila. NOSBiH može, uzimajući u obzir zatečeno stanje i tehničke mogućnosti Korisnika, odobriti prikupljanje podataka preko baze Korisnika.

(4) Elektroprijenos BiH će korisnicima dozvoliti “*read*” pristup podacima koji se na njih odnose.

8.4. Testiranje i baždarenje instalacija za mjerenje

(1) Instalacije za mjerenje moraju biti baždarene i testirane u skladu sa važećim standardima i propisima.

(2) Elektroprijenos BiH će odobravati puštanja u rad instalacije za mjerenje.

(3) Svaku promjenu parametara postojećih instalacija za mjerenje mora odobriti Elektroprenos BiH.

8.4.1. Mjerila (brojila)

(1) Sva mjerila (brojila) moraju imati:

a) početno baždarenje – Sva mjerila će biti baždarena prije početka komercijalne upotrebe, u skladu sa specifikacijama i zahtjevima nadležne institucije i ovim Kodeksom mjerenja.

b) periodična testiranja – Sva mjerila će biti redovno testirana i periodično baždarena, a po potrebi i obnovljena.

(2) Testiranje i baždarenje vrši se u skladu sa odgovarajućim standardima i važećim metrološkim propisima. Datumi i rezultati svih testova moraju se dostaviti Elektroprijenosu BiH. U slučaju potrebe mogu se zahtijevati i posebni testovi.

8.4.2. Mjerni transformatori

(1) Novi mjerni transformatori moraju biti baždareni prije početka komercijalne upotrebe.

8.4.3. Uređaji za čuvanje podataka

(1) Novi uređaji za čuvanje podataka moraju biti atestirani prije početka komercijalne upotrebe.

8.5. Greške mjerila (brojila)

(1) U slučaju da NOSBiH otkrije grešku ili se sumnja na grešku, ili je NOSBiH-u grešku prijavio Korisnik, NOSBiH će inicirati sljedeću proceduru:

c) U roku od 24 sata obavijestit će stranu odgovornu za mjerenje.

d) Kada bude neophodno naložit će lokalno sakupljanje podataka mjerenja.

e) Strani odgovornoj za mjerenje naložit će da istraži i otkloni problem.

(2) NOSBiH će sa Elektroprijenosom BiH, Korisnikom i Distributerom usaglasiti način korekcije greške.

8.6. Registar mjerenja

(1) Svrha Registra mjerenja je registracija tačaka mjerenja sa odgovarajućim formulama za obračun energetskih veličina u OMM za sve Distributere i Korisnike priključene na prijenosnu mrežu, kao i odgovarajućih tačaka mjerenja na interkonektivnim vodovima.

(2) Registar mjerenja izrađuje Elektroprijenos BiH i odgovoran je za njegovo ažuriranje, administraciju i tačnost.

(3) Elektroprijenos BiH definira format dostavljanja svih neophodnih podataka (objavljuje se na internet stranici Elektroprijenosa BiH) za Registar mjerenja, koji sadrži sljedeće:

a) podatke o tački mjerenja (lokacija, odgovorna strana, identifikacioni kodovi, šeme, obračunske formule preuzimanja/predaje električne energije i ostali relevantni podaci);

b) podatke o opremi instalacije za mjerenje (proizvođač, tip, serijski broj, godina proizvodnje i klasa instalacije za mjerenje i datume baždarenja);

c) informacije o komunikaciji.

(4) Dokumentaciju potrebnu za izradu Registra mjerenja Korisnik je obavezan dostaviti Elektroprijenosu BiH.

(5) Prije puštanja u pogon Korisnikovog objekta Registar mjerenja obostrano potpisuju i ovjeravaju Elektroprijenos BiH i Distributer/Korisnik.

(6) Elektroprijenos BiH na svojoj internet stranici objavljuje potpisan i ovjeren Registar mjerenja. Pristup Registru mjerenja odobrava Elektroprijenos BiH.

(7) U slučaju izmjena koje utiču na podatke mjerenja, odnosno na Registar mjerenja, Korisnik ih je obavezan dostaviti Elektroprijenosu BiH, koji će NOSBiH informisati o izmjenama.

8.7. Obračunska baza podataka

(1) Obračunska baza podataka sadrži mjerene, izračunate i na drugi način prikupljene podatke za svaki period poravnanja (15/60 min) koji se koriste u obračunu tokova električne energije na prijenosnoj mreži. Ovaj obračun uključuje obračun debalansa, pomoćnih usluga, prijema i isporuke električne energije i dr;

(2) Za uspostavu, ažuriranje, održavanje i administraciju Obračunske baze podataka isključivo je odgovoran NOSBiH, koji je odgovoran i za sigurnost, te čuvanje obračunskih podataka;

(3) Podaci za svaku tačku mjerenja i za svaki period poravnanja (15/60 min) NOSBiH-u moraju biti na raspolaganju najkasnije do 07:00 sati u danu D+1, za dan D;

(4) NOSBiH će podatke prikupiti, potvrditi, obraditi, osigurati i smjestiti u bazu podataka AMR sistema i Obračunsku bazu podataka;

(5) Ukoliko je daljinsko očitavanje podataka onemogućeno, NOSBiH će sa stranom koja je nadležna za problematičnu tačku mjerenja organizovati prikupljanje relevantnih podataka lokalnim očitanjem. Ukoliko ni to nije moguće, NOSBiH će za procjenu potrebnih podataka koristiti ostale načine (npr. SCADA, krivulje opterećenja, ravnomjernu raspodjelu i sl.);

(6) Podaci mjerenja uključuju:

a) originalne, vremenski zavisne vrijednosti aktivne i reaktivne snage i energije, kako su prikupljene iz instalacija za mjerenje;

b) izračunate vrijednosti iz originalnih podataka, kako ih je obradio NOSBiH;

c) procijenjene i izmijenjene ili zamijenjene podatke, u slučaju pogrešnih ili izgubljenih podataka;

d) podatke i vrijednosti koji će biti korišteni za obračun;

(7) Sistem mjerenja mora biti podešen na srednjoevropsko vrijeme (CET);

(8) Svi podaci moraju biti čuvani u bazi podataka mjerenja najmanje jednu (1) godinu, odnosno pet (5) godina u arhiviranom obliku;

(9) Odgovornost za provjeru validnosti podataka i zamjenu podataka u slučaju grešaka ili nestalih podataka preuzima NOSBiH. Elektroprijenos BiH, Distributeri i Korisnici obavezni su dati NOSBiH-u sve informacije kojima raspolažu i koje su bitne sa aspekta procjene validnosti i zamjene pogrešnih podataka.

8.7.1. Pristup podacima i prikupljanje podataka u Obračunsku bazu podataka

(1) NOSBiH će imati pristup mjernim podacima za sve tačke mjerenja u nadležnosti Elektroprijenosa BiH. Prikupljanje podataka sa svih tačaka mjerenja vrši se putem baza-baza, odnosno direktno sa tačaka mjerenja interkonektivnih vodova.

(2) Korisnik je, za sve tačke mjerenja u svojoj nadležnosti, dužan NOSBiH-u/Elektroprijenosu BiH omogućiti daljinsko prikupljanje podataka za Obračunsku bazu podataka.

8.7.2. Zamjena podataka

(1) Ukoliko se pojave razlike u podacima mjerenja ili ukoliko bude neophodno napraviti proces zamjene, NOSBiH će biti odgovoran za zamjenu podataka mjerenja i mora razviti proces zamjene podataka te odgovarajuće smjernice, uz konsultacije sa ostalim učesnicima na tržištu.

8.7.3. Pristup podacima i sigurnost

(1) Na pismeni zahtjev bilo kojeg Korisnika, Elektroprijenos BiH će obezbijediti podatke Registra mjerenja u svrhu potvrđivanja, testiranja, sporova, baždarenja ili nekog drugog razloga koji Elektroprijenos BiH smatra prihvatljivim. Informacije moraju biti dostavljene elektronski čim to bude moguće.

(2) NOSBiH će omogućiti da, na osnovu pismenog zahtjeva, svi Korisnici i Elektroprijenos BiH mogu dobiti odgovarajuće podatke iz Obračunske baze podataka koji su za njih relevantni.

9. Opći uslovi

9.1. ENTSO-E neobavezujuće smjernice

9.1.1. Neobavezujuće smjernice za provedbu

(1) Neobavezujućim se smjernicama objavljenim od strane ENTSO-E objašnjavaju tehnička pitanja, uvjeti i međuovisnosti koje treba razmotriti pri usklađivanju sa zahtjevima iz ove Uredbe na nacionalnom nivou.

9.1.2. Praćenje

(1) ENTSO-E prati provedbu Uredbi za Ugovorne strane čiji su OPS-ovi članovi ENTSO-E. Praćenje uzima u obzir popis relevantnih informacija koje je razvila Agencija za saradnju energetskih regulatora i njime se obuhvaćaju posebno sljedeća pitanja:

a) utvrđivanje svih razlika u nacionalnoj provedbi;

b) procjena je li izbor vrijednosti i raspona u zahtjevima koji se primjenjuju na Korisnike i dalje valjan.

ENTSO-E izvještava Sekretarijat i Regulatorni odbor Energetske zajednice o svojim nalazima. Sekretarijat i Regulatorni odbor Energetske zajednice stavljaju na raspolaganje nalaze koji proizilaze iz Uredbi.

(2) NOSBiH će dostaviti Sekretarijatu, Regulatornom odboru Energetske zajednice i ENTSO-E informacije potrebne za obavljanje dužnosti iz stavova 1.

(3) Na osnovu zahtjeva regulatornog tijela, Distributeri dostavljaju NOSBiH-u informacije na osnovu stava 1. osim ako su te informacije već nabavila regulatorna tijela, Sekretarijat, Regulatorni odbor Energetske zajednice ili ENTSO-E u vezi sa svojim dužnostima kako se informacije ne bi slale dvaput.

(4) Ako ENTSO-E ili Regulatorni odbor Energetske zajednice utvrdi područja koja podliježu Uredbama u kojima je, na osnovu tržišnih kretanja ili iskustva stečenog primjenom Uredbi, preporučljivo daljnje usklađivanje zahtjeva iz Uredbi radi unapređivanja tržišne integracije, mora predložiti nacrt izmjena Uredbi u skladu s članom 7. stavom 1. Uredbe (EZ) br. 714/2009.

9.2. Izmjene i dopune Mrežnog kodeksa

(1) NOSBiH će, u skladu sa Zakonom o NOS-u, osnovati Tehničku komisiju za izmjene i dopune Mrežnog kodeksa. NOSBiH će konsultovati Tehničku komisiju kako bi učesnicima na tržištu pružio mogućnost za komentare na predložene izmjene i dopune. Sastanci Komisije će biti otvoreni za javnost.

(2) Rad Tehničke komisije će se odvijati u skladu sa Pravilnikom o radu Tehničke komisije.

(3) NOSBiH će osnovati radnu grupu za izmjene i dopune Mrežnog kodeksa i osigurati njen kontinuiran rad. Radnu grupu će činiti zaposlenici NOSBiH-a i Elektroprijenosa BiH (u daljem tekstu Radna grupa).

(4) Radna grupa će:

a) pratiti i razmatrati Mrežni kodeks i njegovu primjenu;

b) razmatrati sve prijedloge o izmjenama i dopunama Mrežnog kodeksa koje NOSBiH-u mogu podnijeti regulatorne komisije, Elektroprijenos BiH ili bilo koji korisnik;

c) davati jasne i argumentirane prijedloge za izmjene i dopune Mrežnog kodeksa;

d) izdati smjernice za Mrežni kodeks i njegovu primjenu te interpretaciju na osnovu opravdanog zahtjeva bilo kojeg korisnika.

(5) Radna grupa će Tehničkoj komisiji dostavljati svoja mišljenja o svim prispjelim prijedlozima za izmjenu i dopunu Mrežnog kodeksa.

(6) Sve predložene izmjene i dopune Mrežnog kodeksa razmatraju se na Tehničkoj komisiji. Konačni prijedlog NOSBiH-a za izmjene i dopune Mrežnog kodeksa, uz obrazloženje i zabilješku sa rasprave na Tehničkoj komisiji, dostavlja se DERK-u na odobrenje.

9.3. Tumačenje Mrežnog kodeksa

(1) U slučaju da neki Korisnik zahtijeva dodatno tumačenje o namjeri i primjeni bilo kojeg odjeljka Mrežnog kodeksa, on od NOSBiH-a može tražiti takvo tumačenje. NOSBiH Korisniku mora dati tumačenje određenog odjeljka ili više njih te javno staviti na raspolaganje i zahtjev i tumačenje.

(2) U slučaju da Korisnik smatra da je tumačenje koje je dobio od NOSBiH-a nepotpuno, može od NOSBiH-a tražiti i dodatno pojašnjenje.

9.4. Nezakonitost i djelimična nepravovaljanost

(1) Ukoliko bilo koja odredba Mrežnog kodeksa postane ili bude proglašena nezakonitom ili djelimično nepravovaljanom, zbog bilo kojeg zakonskog ili statutarnog razloga, to neće uticati na valjanost preostalih odredbi Mrežnog kodeksa.

9.5. Odredbe o sporu

(1) U slučaju da nastane spor u vezi sa pravilima i procedurama definiranim Mrežnim kodeksom, strane će nastojati da, uz dobru volju, riješe spor u vezi sa pitanjima o kojima se govori u ovom Kodeksu.

(2) U slučaju da strane dogovorom ne uspiju riješiti nastali spor, on će se rješavati u skladu sa zakonom, podzakonskim aktima i pravilima.

9.6. Procedura pravljenja izuzetaka

(1) Ukoliko Korisnik, Distributer ili Elektroprijenos BiH, nije ili neće biti u mogućnosti da ispuni neku odredbu Mrežnog kodeksa, on će o tome izvjestiti NOSBiH. NOSBiH, Elektroprijenos BiH i Korisnik, u vezi s ovim neispunjenjem, moraju postupiti na način opisan u sljedećim tačkama.

(2) Kada je neslaganje u vezi:

a) sa postrojenjem i/ili uređajem koje je priključeno na prijenosnu mrežu, a prouzrokovano je isključivo ili uglavnom izmjenom Mrežnog kodeksa,

b) sa postrojenjem i/ili uređajem koji su priključeni, odobreni za priključenje, ili čiji se priključenje na prijenosnu mrežu traži,

c) sa postrojenjima i/ili uređajima koji su dio, ili se planira da budu dio, prijenosne mreže,

d) sa uvjerenjem Korisnika ili Distributera da bi bilo nerazumno (uključujući troškove i tehnička razmatranja) zahtijevati ispravku takvog neslaganja ili dozvoliti određeni period da se to ispravi, on će, u skladu sa odredbama sljedeće sekcije, DERK-u odmah podnijeti zahtjev za pravljenje izuzetka od takve odredbe, a NOSBiH-u će dostaviti kopiju ovog zahtjeva.

(3) Zahtjev za pravljenjem izuzetka od odredbe Mrežnog kodeksa će sadržavati:

a) broj izdanja i datum odredbe Mrežnog kodeksa za koje je identificirano neslaganje ili se predviđa neslaganje;

b) identifikaciju postrojenja i/ili uređaja u odnosu na koji se pravi izuzimanje i, ukoliko je relevantno, prirodu i trajanje izuzimanja;

c) identifikaciju odredbe koje se Korisnik ili Distributer ne može, ili neće moći, pridržavati;

d) razlog nepridržavanja i

e) datum kada će se ponovno moći pridržavati.

(4) Po prijemu zahtjeva za izuzimanje DERK će ga razmotriti u skladu sa zakonom i pravilima.

(5) Izuzeće od bilo koje odredbe Mrežnog kodeksa će omogućiti NOSBiH i ono će sadržavati:

a) broj izdanja i datum odredbe Mrežnog kodeksa na koju se odnosi podneseni zahtjev za pravljenje izuzetka;

b) identifikaciju odredbe na koju se izuzeće odnosi;

c) identifikaciju postrojenja i/ili uređaja na koji se odnosi izuzeće i, ukoliko je potrebno, prirodu i obim izuzeća, uključujući odredbe izmijenjenih saglasnosti;

d) razlog nesaglasnosti zbog koje se traži izuzeće;

e) datum do kojeg prestaje izuzeće, ako se postigne saglasnost ili do kojeg ističe izuzeće.

(6) U skladu sa ovom sekcijom u granicama dozvoljenog izuzeća Korisnik i Distributer će biti oslobođen obaveze da djeluje u skladu sa odnosnom odredbom Mrežnog kodeksa i neće biti odgovoran za nemogućnost pridržavanja, ali će se morati pridržavati svih izmijenjenih odredbi, kako je unaprijed definirano u izuzeću.

(7) NOSBiH će voditi registar svih izuzeća, navodeći ime osobe na čiji je zahtjev napravljeno izuzeće, relevantnu odredbu Mrežnog kodeksa i period izuzeća te, , osigurati kopiju ovog registra izuzeća.

9.7. Nepredviđene okolnosti

(1) Ukoliko nastanu okolnosti koje odredbama Mrežnog kodeksa nisu predviđene, NOSBiH će, u mjeri u kojoj je to moguće u takvim okolnostima, konsultovati sve Korisnike kojih se to tiče, kako bi se postigao dogovor o preduzimanju adekvatnih mjera. Ukoliko NOSBiH i ovi Korisnici ne mogu postići dogovor o mjerama koje treba preduzeti, odluku o tome šta bi trebalo preduzeti donijet će NOSBiH samostalno. Svaki Korisnik se mora pridržavati svih uputstava NOSBiH-a. O svim nepredviđenim okolnostima i relevantnim odlukama Radna grupa mora izvijestiti Tehničku komisiju.

9.8. Prijelazne i završne odredbe

(1) Ovaj Mrežni kodeks stupa na snagu danom donošenja Odluke DERK-a o njegovom odobravanju, a primjenjuje se od osmog dana nakon objave odluke DERK-a u Službenom glasniku BiH.