



Mrežni kodeks

Novembar 2021. godine

1. Sadržaj

1. Sadržaj	1
2. Uvod	5
3. Rječnik i definicije.....	7
3.1. Akronimi i skraćenice.....	7
3.2. Definicije	8
4. Kodeks planiranja razvoja.....	18
4.1. Indikativni plan razvoja proizvodnje.....	18
4.2. Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže.....	19
4.2.1. Kriteriji za izradu Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže	20
4.2.2. Izrada i sadržaj Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže.....	20
4.3. Procjena stabilnosti sistema	22
4.4. Podaci planiranja	22
5. Priključenje na prijenosnu mrežu	23
5.1. Uslovi za priključak na prijenosnu mrežu.....	23
5.2. Ugovor o priključku, Ugovor o korištenju prijenosne mreže i Sporazum o upravljanju	23
5.2.1. Ugovor o priključku	23
5.2.2. Ugovor o korištenju prijenosne mreže	24
5.2.3. Sporazum o upravljanju	24
5.3. Puštanje u pogon VN postrojenja i priključka kojeg gradi Korisnik	24
5.4. Puštanje u pogon Objekta Korisnika	24
5.4.1. Saglasnost za privremeni pogon.....	25
5.4.2. Saglasnost za trajni pogon	26
5.4.3. Testiranje usaglašenosti	26
5.5. Isključenje sa prijenosne mreže.....	26
5.5.1. Ponovno priključenje	27
5.5.2. Dobrovoljno isključenje.....	27
5.6. Telekomunikacije i SCADA	28
5.6.1. Telekomunikacije	28
5.6.2. SCADA.....	28
6. Tehnički zahtjevi za priključenje	30
6.1. Opći zahtjevi za priključenje	30
6.1.1. Kvalitet električne energije.....	30
6.1.2. Zaštita.....	30
6.1.3. Uzemljenje	31

6.1.4.	Nivoi struja kratkih spojeva	31
6.1.5.	Postrojenja i uređaji.....	32
6.1.6.	Podfrekventni releji.....	32
6.1.7.	Prikupljanje i razmjena podataka u realnom vremenu.....	32
6.2.	Priključenje potrošnje na prijenosnu mrežu.....	33
6.2.1.	Područje primjene.....	33
6.2.2.	Opći zahtjevi u pogledu frekvencije	33
6.2.3.	Opći zahtjevi u pogledu napona	33
6.2.4.	Zahtjevi u pogledu kratkog spoja	34
6.2.5.	Zahtjevi u pogledu reaktivne snage	34
6.2.6.	Zahtjevi u pogledu zaštite.....	35
6.2.7.	Zahtjevi u pogledu regulacije.....	36
6.2.8.	Razmjena informacija.....	36
6.2.9.	Isključenje i ponovno uključanje potrošnje	36
6.2.10.	Kvalitet električne energije.....	37
6.2.11.	Simulacijski modeli	37
6.2.12.	Upravljanje potrošnjom.....	38
6.3.	Zahtjevi za priključenje proizvođača električne energije	40
6.3.1.	Područje primjene.....	40
6.3.2.	Opći zahtjevi za proizvodne module tipa A	41
6.3.3.	Opći zahtjevi za proizvodne module tipa B	44
6.3.4.	Dodatni zahtjevi za sinhroni proizvodni modul tipa B	47
6.3.5.	Dodatni zahtjevi za modul elektroenergetskog parka tipa B	47
6.3.6.	Opći zahtjevi za proizvodne module tipa C	48
6.3.7.	Dodatni zahtjevi za sinhroni proizvodni modul tipa C	55
6.3.8.	Dodatni zahtjevi za modul elektroenergetskog parka tipa C	56
6.3.9.	Opći zahtjevi za proizvodne module tipa D	59
6.3.10.	Dodatni zahtjevi za sinhronne proizvodne module tipa D	61
6.3.11.	Dodatni zahtjevi za modul elektroenergetskog parka tipa D	62
6.4.	Zahtjev za priključenje jednosmjernih (HVDC) sistema.....	63
6.4.1.	Područje primjene.....	63
6.4.2.	Opći zahtjevi za priključenje HVDC sistema	63
6.4.3.	Zahtjevi u pogledu regulacije reaktivne snage i održavanja napona	68
6.4.4.	Zahtjevi u pogledu regulacije.....	72
6.4.5.	Zahtjevi u pogledu zaštitnih uređaja i podešenja.....	74

6.4.6.	Zahtjevi u pogledu ponovne uspostave elektroenergetskog sistema	74
6.4.7.	Zahtjevi za jednosmjernno priključene EEP module	75
6.4.8.	Razmjena informacija i koordinacija.....	75
7.	Operativni kodeks	78
7.1.	Planiranje.....	78
7.1.1.	Predviđanje potrošnje i proizvodnje	78
7.1.2.	Planiranje zastoja.....	79
7.1.3.	Dnevni rasporedi	81
7.1.4.	Kratkoročna i srednjeročna adekvatnost, D2CF modeli	81
7.1.5.	DACF i IDCF modeli	81
7.1.6.	Upravljanje zagušenjima	82
7.2.	Upravljanje prijenosnim sistemom	82
7.2.1.	Održavanje frekvencije.....	83
7.2.2.	Održavanje napona i isporuka reaktivne snage	84
7.2.3.	Sigurnost rada prijenosnog sistema.....	84
7.2.4.	Dispečerski nalozi, upute i komunikacije	84
8.	Kodeks mjera u nepredviđenim situacijama.....	86
8.1.	Plan odbrane od poremećaja	86
8.1.1.	Kontrola potrošnje	86
8.1.2.	Resinhronizacija otoka	88
8.1.3.	Višestruki incidenti u sistemu	89
8.2.	Obnova rada sistema nakon raspada.....	89
8.2.1.	Plan obnove rada elektroenergetskog sistema	89
8.3.	Obuka.....	90
9.	Kodeks mjerenja	91
9.1.	Opći zahtjevi.....	91
9.2.	Definiranje tačaka i parametara mjerenja	92
9.2.1.	Definiranje tačaka mjerenja.....	92
9.2.2.	Parametri mjerenja.....	92
9.3.	Instalacija za mjerenje	94
9.3.1.	Mjerni transformatori	94
9.3.2.	Mjerila (brojila).....	94
9.3.3.	Čuvanje podataka	94
9.3.4.	Zaštita instalacija za mjerenje	95
9.3.5.	Pristup podacima	95

9.4.	Testiranje i baždarenje instalacija za mjerenje	95
9.4.1.	Mjerila (brojila).....	95
9.4.2.	Mjerni transformatori	96
9.4.3.	Uređaji za čuvanje podataka.....	96
9.5.	Greške mjerila (brojila).....	96
9.6.	Registar mjerenja.....	96
9.7.	Obračunska baza podataka	97
9.7.1.	Pristup podacima i prikupljanje podataka u Obračunsku bazu podataka	97
9.7.2.	Zamjena podataka	98
9.7.3.	Pristup podacima i sigurnost.....	98
10.	<i>Opći uslovi</i>	99
10.1.	ENTSO-E neobavezujuće smjernice	99
10.1.1.	Neobavezujuće smjernice za provedbu.....	99
10.1.2.	Praćenje.....	99
10.2.	Izmjene i dopune Mrežnog kodeksa.....	99
10.3.	Tumačenje Mrežnog kodeksa	100
10.4.	Nezakonitost i djelimična nepravovaljanost.....	100
10.5.	Odredbe o sporu.....	100
10.6.	Procedura pravljenja izuzetaka.....	100
10.7.	Nepredviđene okolnosti	101
10.8.	Prijelazne i završne odredbe	102
11.	<i>Prilog 1</i>	103
12.	<i>Prilog 2</i>	104
12.1.	Standardni podaci planiranja.....	104
12.2.	Detaljni podaci planiranja	105

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 definirani Mrežnim kodeksom, NOSBiH se može pozvati na uredbe Evropske komisije prilagođene pravnom okviru Energetske zajednice, kao i međunarodne standarde i preporuke:
- IEC (Internacional Electrotechnical Commission)
 - EN (European Standards)
 - CENELEC (European Committee for International Standardisation)
 - ISO (International Organization for Standardisation)
 - CIGRE (Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques)
 - IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
 - ENTSO-E
 - Uredba Komisije (EU) 2016/631 od 26.8.2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključivanje proizvođača električne energije na mrežu.
 - Uredba Komisije (EU) 2016/1388 od 17.8.2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za priključenje potrošnje.
 - Uredba Komisije (EU) 2016/1447 od 26.8.2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključivanje na mrežu sistema za prijenos jednosmjernom strujom visokog napona i jednosmjernno priključenih modula elektroenergetskog parka.
 - Primjenom uredbi (EU) 2016/631, (EU) 2016/1388 i (EU) 2016/1447 osiguravaju se poštenu uslovi tržišnog natjecanja na unutrašnjem tržištu električne energije, sigurnost sistema i integracija obnovljivih izvora energije te olakšava trgovina električnom energijom na transparentan i nediskriminirajući način.
 - Zahtjevi koji se odnose na proizvođača su definirani u skladu sa Prilagođenom Uredbom za priključenje proizvođača (EU) 2016/631. U cilju što boljeg funkcioniranja EES BiH, pored zahtjeva za priključenje na prijenosni sistem na naponske nivoe ≥ 110 kV, definirani su zahtjevi i parametri od sistemskog značaja i za proizvodne module koji se priključuju na naponske nivoe < 110 kV. Obaveza ODS-va u EES BiH je da prilagode regulativu koja se odnosi na priključenje proizvodnih modula (tipovi A, B i C) u skladu sa definiranim zahtjevima i parametrima u ovom Mrežnom kodeksu.

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 (<i>Already Allocated Capacity</i>)
AMR	Automatsko očitavanje brojila (<i>Automated Meter Reading</i>)
APU	Automatsko ponovno uključenje
ATC	Raspoloživi prijenosni kapacitet (<i>Available Transmission Capacity</i>)
BAS	Institut za standardizaciju Bosne i Hercegovine
BiH	Država Bosna i Hercegovina
CAX	Vrijednost prekogranične razmjene koja uključuje netiranje
CET	Srednjoevropsko vrijeme (<i>Central European Time</i>)
D2CF	Model za prognozu zagušenja dva dana unaprijed
DC NOSBiH	Dispečerski centar NOSBiH-a
DC OP	Dispečerski centar operativnog područja Elektroprijenosa BiH
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
EC	Evropska komisija (<i>European Commission</i>)
EES	Elektroenergetski sistem
ESS	Skup procedura za izradu, razmjenu i dostavljanje dnevnih rasporeda (<i>ETSO Scheduling System</i>)
EN	Evropska norma
ENTSO-E	Evropsko udruženje operatora prijenosnih sistema za električnu energiju (<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>);
FRR	Rezerva za obnovu frekvencije (<i>Frequency Restoration Reserves</i>)
FCR	Rezerva za održavanje frekvencije (<i>Frequency Containment Reserves</i>)
HE	Hidroelektrana
HVDC	VN priključak jednosmjernih sistema (<i>High Voltage Direct Current</i>)
IC	Identifikacioni kod mjerne tačke (<i>Identification Code</i>)
IEC	Međunarodna elektrotehnička komisija (<i>International Electrotechnical Commission</i>)
IDCF	Model za prognozu zagušenja unutar dana
LFSM-O	Ograničen frekvencijski osjetljiv način rada – nadfrekventni (<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency</i>)
LFSM-U	Ograničen frekvencijski osjetljiv način rada – podfrekventni (<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency</i>)

NOSBiH	Nezavisni operator sistema u BiH
NTC	Neto prijenosni kapacitet (<i>Net Transfer Capacity</i>)
NIE	Neupravljivi izvor energije
NMT	Naponski mjerni transformator
ODS	Operator distributivnog sistema
OMM	Obračunsko mjerno mjesto
RR	Zamjenska rezerva (<i>Replacement Reserve</i>)
SCADA/EMS	Sistem za nadzor, upravljanje i prikupljanje podataka/sistem za upravljanje energijom (<i>Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System</i>)
SN	Srednji napon
SMT	Strujni mjerni transformator
SVC	Statički VAR kompenzator (<i>Static VAR Compensator</i>)
TE	Termoelektrana
TRM	Margina prijenosne pouzdanosti (<i>Transmission Reliability Margin</i>)
TTC	Ukupni prijenosni kapacitet (<i>Total Transfer Capacity</i>)
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 ili višem naponskom nivou
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
Distributivni sistem	Obuhvata elektroenergetske mreže SN i NN, koje se prostiru od mjesta razgraničenja sa prijenosnom mrežom, odnosno od mjesta priključenja elektrana do mjesta priključenja krajnjih kupaca, te priključke, opremu, uređaje i ostalu infrastrukturu neophodnu za njegovo funkcioniranje
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 definiira način i uslovi priključenja Objekta korisnika na prijenosnu mrežu
Elektrana	Postrojenje za pretvaranje primarne energije u električnu energiju
Elektrana sa mogućnošću black starta	Elektrana koja je kod NOSBiH-a registrovana kao elektrana koja ima bar jednu proizvodnu jedinicu sa mogućnošću black starta

Elektroenergetska mreža	Elementi elektroenergetskog sistema koji se koriste u funkciji prijenosa (110 kV i više) i distribucije električne energije
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
Element postrojenja kupca	Nedjeljiv skup uređaja koji sadržava opremu kojom vlasnik postrojenja kupca ili operator zatvorenog distributivnog sistema može aktivno upravljati, bilo pojedinačno ili zajednički kao dio skupa postrojenja kupca putem treće strane
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)
Frekvencijski osjetljiv način rada	Način rada proizvodnog modula u kom se izlazna aktivna snaga mijenja kao odziv na promjenu frekvencije sistema tako da pomaže povratak frekvencije na zadatu vrijednost
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

Inercija generatora	Svojstvo rotora generatora da zadrži svoje stanje jednoličnog rotacionog kretanja i zamah ako se ne primijeni vanjski obrtni moment
Instalirana snaga proizvodnog modula	Maksimalna snaga koju proizvodni modul može u kontinuitetu proizvoditi u normalnim radnim uslovima
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
Karakteristika U-Q/Pmax	Karakteristika kojom se prikazuje sposobnost proizvodnje reaktivne snage proizvodnog modula u uslovima promjenjivog napona na mjestu priključenja
Kompenzacijski rad	Rad sinhronog generatora bez primarnog pokretača za dinamičku regulaciju napona proizvodnjom ili apsorpcijom reaktivne snage
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) ne smije dovesti do narušavanja normalnog pogonskog stanja Ne odnosi se na ispade sabirnica ili ispade sa zajedničkim povodom.
Licencirana strana	Subjekt 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 definirane Kodeksom mjera u nepredviđenim situacijama
Mjerni transformator	Opći naziv za strujne mjerne transformatore, naponske mjerne transformatore i kombinovane mjerne transformatore

Mjesto priključenja	Mjesto gdje se vrši primopredaja električne energije u prijenosnu mrežu
Modul elektroenergetskog parka	Jedna ili skup proizvodnih jedinica (vjetroelektrana/solarna elektrana) koje proizvode električnu energiju čiji priključak na mrežu je asinhron ili preko uređaja energetske elektronike te ima jednu tačku priključka prema prijenosnom, distributivnom ili zatvorenom distributivnom sistemu
Mrtva zona frekvencijskog odziva	Interval koji se namjenski upotrebljava za deaktiviranje regulacije frekvencije
Mrtva zona regulatora	Namjerno postavljen opseg na regulatoru turbine unutar koga nema rezultirajuće promjene u poziciji regulacionih ventila u regulacionom sistemu brzine/opterećenja
Nacrt lokacije	Nacrti pripremljeni za svaku lokaciju priključka
Nadležni operator sistema	Znači operator prijenosnog sistema ili operator distributivnog sistema (ODS) na čiji sistem su priključeni ili će biti priključeni proizvodni moduli, postrojenje kupca ili distributivni sistem
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
Neosjetljivost frekventnog odziva	Inherentna karakteristika regulacijskog sistema koje se određuje kao najmanja veličina promjene frekvencije ili ulaznog signala koja izaziva promjenu izlazne snage
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 virtualna 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 (virtualno 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
Operator distributivnog sistema	Energetski subjekat odgovoran za rad, upravljanje, održavanje i razvoj distributivnog sistema na određenom području i njegovo povezivanje sa drugim sistemima
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
Pogonski dijagram proizvodne jedinice	Definira 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 snabdijevani 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

Postrojenje kupca	Postrojenje koje troši električnu energiju i priključeno je na najmanje jednom mjestu priključenja na prijenosni ili distributivni sistem. Distributivni sistem i/ili pomoćna napajanja proizvodnog modula ne smatraju se postrojenjem kupca.
Pravila i standardi ENTSO-E	Pravila i standardi definirani u Operativnom priručniku ENTSO-E i sva ostala pravila, standardi ili preporuke koje je odobrio i objavio ENTSO-E
Prijenosna mreža	Elementi EES-a 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 Objekat Korisnika 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 (tercijarna 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
Proizvodni modul	Označava sinhroni generator ili modul elektroenergetskog parka
Proizvođač	Fizičko ili pravno lice koje je vlasnik elektrane
Prolazak kroz stanje kvara	Sposobnost proizvodnih modula da ostanu priključeni na mrežu i rade tokom trajanja propada napona izazvanih poremećajima u prijenosnoj mreži
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. 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 prijenosnog 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)
Registar mjerenja	Dokument koji definira način obračunavanja energetske veličine 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
Sinhroni proizvodni modul	Nedjeljiv skup uređaja koji proizvodi električnu energiju tako da su frekvencija napona na generatoru i frekvencija mrežnog napona u stalnom sinhronizmu
Snabdijevač	Subjekat koji posjeduje licencu za snabdijevanje kupaca električnom energijom
Srednjoevropsko vrijeme (CET)	Službeno vrijeme u Bosni i Hercegovini
Stabilizator elektroenergetskog sistema	Dodatna mogućnost automatskog regulatora napona proizvodnog modula koja služi za prigušivanje oscilacija snage
Stabilnost na male poremećaje (statička stabilnost)	Sposobnost sistema ili proizvodnog modula da uspostavi i održava stabilan rad nakon malog poremećaja
Statizam	Odnos promjene frekvencije u stacionarnom stanju i rezultirajuće promjene izlazne aktivne snage u stacionarnom stanju izražen u postocima. Promjena frekvencije izražava se u odnosu na nazivnu frekvenciju, a promjena aktivne snage u odnosu na maksimalnu snagu ili stvarnu aktivnu snagu u trenutku dostizanja odgovarajućeg praga. Statizam 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 prijenosnu 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 prijenosni kapacitet (AAC)	Ukupan iznos dodijeljenih prava prijenosa, bilo da su kapaciteti ili programi razmjene, zavisno od metode dodjeljivanja
Virtualna inercija	Mogućnost modula elektroenergetskog parka da zamijeni učinak inercije sinhronog proizvodnog modula.
VN Postrojenje	Visokonaponsko postrojenje koje se sastoji od visokonaponske opreme i uređaja koji su u funkciji prijenosa električne energije VN postrojenje obuhvata sabirnice, dalekovodno polje, transformatorsko polje i/ili mjerna polja naponskog nivoa 110 kV i više.
Zatvoreni distributivni sistem	Distributivni sistem koji distribuira električnu energiju unutar geografski ograničene industrijske ili trgovačke lokacije ili lokacije sa zajedničkim uslugama i koji ne snabdijeva kupce iz kategorije domaćinstva, osim za mali broj domaćinstava koja se nalaze unutar područja koje sistem opslužuje i koja su zaposlenjem ili na sličan način u vezi s vlasnikom sistema.

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, ODS 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 ODS-a i kupaca priključenih na prijenosnu mrežu
 - određivanje potreba u proizvodnim kapacitetima uz uvažavanje odobrene vrijednosti Instalirane snage za module elektroenergetskog parka (NIE – vjetroelektrane/solarne elektrane)
 - potrebne operativne rezerve u snazi
 - 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 ODS 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 definiraju 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 ODS-a.
- (3) Elektroprijenos BiH izrađuje Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže za narednih 10 godina. Aktualizacija 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 zahtijevanog kvaliteta.
- (2) Polazna osnova za izradu Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže su aktualna 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 (400/x kV i 220/x kV), 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 slučaju kada nije moguće postići punu prijenosnu moć elemenata prijenosne mreže zbog ograničenja izazvanih ugrađenom opremom u postrojenjima Korisnika, NOSBiH i Elektroprijenos BiH imaju pravo tražiti od Korisnika da izvrši zamjenu takve opreme o svom trošku. NOSBiH i Elektroprijenos BiH pismenim putem obavještavaju Korisnika o potrebi zamjene postojeće opreme i definiraju rok u kojem je neophodno da se izvrši zamjena.
- (6) U općem slučaju, na granici prijenosnog i distributivnog sistema 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.
- (7) 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) ODS 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 Elektroprijenos 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 (12.1) i detaljne podatke planiranja, koje u određenim slučajevima mogu zahtijevati NOSBiH-a ili Elektroprijenos BiH (12.2).

5. Priključenje na prijenosnu mrežu

- (1) Procedura priključenja na naponskom nivou nižem od 110 kV u objektima Elektroprijenosa BiH definirana je Pravilnikom o priključku i Detaljnim pravilima za SN priključak u objektima Elektroprijenosa BiH (www.elprijenos.ba).
- (2) Procedure, prava i obaveze NOSBiH-a, Elektroprijenosa BiH i Korisnika u realizaciji priključenja novog Korisnika i izmjena kod postojećih Korisnika precizno su definirane 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 definiraju 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).
- (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 definirano 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 12.1, a po potrebi na zahtjev Elektroprijenosa BiH i podatke iz tačke 12.2).
- (4) Ugovorom o priključku se definiraju i zahtjevi koji se odnose na telekomunikacije i SCADA, te na Kodeks mjerenja (Poglavlje 9.).

5.2.2. Ugovor o korištenju prijenosne mreže

- (1) Ugovor o korištenju prijenosne mreže, na zahtjev Korisnika, a na osnovu Ugovora o priključku i odobrenja za priključenja VN postrojenja, zaključuje se između Elektroprijenos BiH i Korisnika. Ugovorom o korištenju prijenosne mreže definiraju se pravni, ekonomski i tehnički uslovi prema kojima Korisnik može koristiti prijenosnu mrežu u vlasništvu Elektroprijenos 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.
- (3) Ugovor o korištenju mreže, u ime kupca povezanog na prijenosnu mrežu, zaključuje snabdjevač sa Elektroprijenosom BiH.

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,
 - Elaborata o podešenju zaštita,
 - Protokol o ispitivanju električnih 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 (Obrazac zahtjeva se nalazi na www.nosbih.ba):

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,
- Izjave Korisnika o preuzimanju odgovornosti tokom trajanja privremenog pogona,
- dostavljenih podataka iz tačke 4.4.2 ovog Mrežnog kodeksa,
- Elaborata o podešenju zaštita,
- Protokol o ispitivanju električnih 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,
- Izjave Korisnika o preuzimanju odgovornosti tokom trajanja privremenog pogona,
- dostavljenih podataka iz tačke 4.4.2
- Elaborata o podešenju zaštita,
- Protokol o ispitivanju električnih 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 12.2.
- (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) Prava i obaveze NOSBiH-a i Korisnika definirane 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 obavješćavanja 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,
 - propust Korisnika da postupi po pismenom obavještenju NOSBiH i Elektroprijenos BiH ili da dostavi osnovano pismeno obrazloženje kašnjenja u roku definiranom u članu 4.2.1.1 (5),
 - otkrivanje štetnih ili bilo kakvih drugih uticaja na tačkama mjerenja,
 - odbijanje pristupa u cilju očitavanja 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 snabdijevača.

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 odluči na trajno isključenje, tada, osim ako nije drugačije dogovoreno, mora 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, očitavanje 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 prijenositi 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 Elektroprijenosu 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 modula elektroenergetskih 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.

6. Tehnički zahtjevi za priključenje

6.1. Opći zahtjevi za priključenje

6.1.1. Kvalitet električne energije

6.1.1.1. *Flikeri*

- (1) Vrijednosti flikera, prema BAS IEC/TR 3 61000-3-7:2002, 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 $P_{lt}=0,6$.

6.1.1.2. *Harmonijska izobličenja*

- (1) Ukupna harmonijsko izobličenje (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.

6.1.1.3. *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.

6.1.1.4. *Kvalitet električne energije za vjetro parkove*

- (1) Parametri kvaliteta električne energije u skladu sa IEC 61400-21.

6.1.2. *Zaštita*

6.1.2.1. *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 isključenje dijela sistema koji je u kvaru. 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 podatke o ažuriranju parametara podešenja zaštitnih uređaja na naponskom nivou 110 kV i više.

6.1.2.2. *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 vrijeme isključenja kvara, selektivnost...).
- (4) Tehnika automatskog ponovnog uključanja (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 trolpolni APU sa beznaponskom pauzom do 1s.

6.1.3. *Uzemljenje*

- (1) Prijenosna mreža je efikasno uzemljena ako faktor zemljospoja nije veći od 1,4.
- (2) Na naponu sistema 110 kV i više, neutralna tačka zvjezdišta transformatora spojenih na prijenosnu mrežu moraju imati mogućnost spoja sa zemljom.

6.1.4. *Nivoi struja kratkih spojeva*

- (1) Prijenosna mreža je projektirana i funkcioniše 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.

6.1.5. 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.

6.1.6. Podfrekventni releji

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

6.1.7. 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 međuentarske komunikacije. U slučaju potrebe koju iskažu Elektroprijenos BiH i/ili Korisnik, NOSBiH je dužan da DC OP-u i/ili Korisniku putem međuentarske komunikacije iz svog sistema dostavi podatke koji su za njih interesantni.

6.2. Priključenje potrošnje na prijenosnu mrežu

6.2.1. Područje primjene

- (1) Ovi zahtjevi se primjenjuju za priključenje na prijenosnu mrežu novih Korisnika pod kojim se podrazumijevaju:
 - a) postrojenja kupaca priključenih na prijenosnu mrežu;
 - b) distributivni sistemi uključujući zatvorene distributivne sisteme;
 - c) elementi postrojenja kupca koji se upotrebljavaju u postrojenju kupca ili zatvorenom distributivnom sistemu za pružanje usluga upravljanja potrošnjom nadležnim operatorima sistema.

6.2.1.2. *Primjena na postojeće Korisnike*

- (1) Postojeća postrojenja ne podliježu ovim zahtjevima osim ako će postojeće postrojenje biti izmijenjeno u tolikoj mjeri da se uslovi/ugovor o priključku moraju temeljito preispitati na sljedeći način:
 - vlasnici postrojenja svoje planove unaprijed dostavljaju NOSBiH i Elektroprijenosu BiH;
 - NOSBiH i Elektroprijenos BiH obavještava regulatorno tijelo ako smatra da je stepen modernizacije ili zamjene opreme takav da su potrebni novi uslovi/ugovor o priključku.

6.2.1.3. *Primjena na pumpno-akumulacione proizvodne module i industrijska postrojenja*

- (1) Pumpno-akumulacioni proizvodni moduli koji su opremljeni i za proizvodni i za pumpni način rada ne podliježu ovim zahtjevima.
- (2) Pumpni modul u pumpno-akumulacionom postrojenju koji ima samo pumpni način rada smatra se postrojenjem Korisnika i podliježe ovim zahtjevima.
- (3) Vlasnici industrijskih postrojenja s integriranim proizvodnim modulom i NOSBiH/Elektroprijenos BiH imaju pravo dogovoriti uslove za isključenje kritičnih opterećenja njihovih postrojenja na način da se ne ugrožavaju proizvodni procesi.

6.2.2. Opći zahtjevi u pogledu frekvencije

- (1) Postrojenja Korisnika moraju biti sposobna da ostanu priključena na prijenosnu mrežu i rade unutar frekventnih i vremenskih intervala kako je navedeno u [Tabeli 1. Priloga 1.](#)

6.2.3. Opći zahtjevi u pogledu napona

- (1) Postrojenja Korisnika moraju biti sposobna da ostanu priključena na mrežu i rade u naponskim rasponima i vremenskim intervalima navedenim u [Tabeli 2. Prilog 1.](#)

- (2) Ako to zahtijeva NOSBiH/Elektroprijenos BiH postrojenje Korisnika mora imati mogućnost automatskog isključenja pri utvrđenim naponima. O uslovima i postavkama za automatsko isključenje iz mreže dogovaraju se NOSBiH/Elektroprijenos BiH i vlasnik postrojenja kupca ili ODS.
- (3) Kad je riječ o distributivnim sistemima koji su priključeni na postrojenja Elektroprijenosa BiH napona nižeg od 110 kV na mjestu priključenja, ODS-ovi dimenzioniraju opremu u skladu s važećim standardima za te naponske nivoe.

6.2.4. Zahtjevi u pogledu kratkog spoja

- (1) Maksimalni nivoi struja kratkog spoja na mjestu priključenja Korisnika na prijenosnu mrežu su u skladu s tačkom 6.1.4.
- (2) NOSBiH/Elektroprijenos BiH na svojoj veb stranici objavljuje minimalne i maksimalne vrijednosti struja kratkog spoja za svako čvorište naponskog nivoa ≥ 110 kV. Podaci se ažuriraju godišnje.
- (3) U slučaju da zbog nepredviđenog događaja dođe do povećanja maksimalnog nivoa struje kratkog spoja (iz stava 1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH će obavijestiti vlasnika postrojenja kupca ili ODS priključenog na prijenosni sistem što je prije moguće, a najkasnije u roku od sedam dana od nastanka događaja.
- (4) Kada zbog planiranog događaja dođe do povećanja maksimalnog nivoa struje kratkog spoja (iz stava 1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH će obavijestiti vlasnika postrojenja kupca ili ODS priključenog na prijenosnu mrežu što je prije moguće, a najkasnije u roku od sedam dana od nastanka događaja
- (5) Vlasnik postrojenja kupca priključenog na prijenosnu mrežu ili ODS će dostaviti informacije o doprinosu struja kratkog spoja iz tog postrojenja ili mreže u direktnom, inverznom i nultom sistemu simetričnih komponenti.
- (6) U slučaju da zbog nepredviđenog događaja dođe do povećanja doprinosa struje kratkog spoja na prijenosnoj mreži iznad praga od 0,1 kA vlasnik postrojenja kupca ili ODS-a što je prije moguće, a najkasnije u roku od sedam dana nakon neplaniranog događaja, obavještavaju NOSBiH/Elektroprijenos BiH o promjenama.
- (7) Kada zbog planiranog događaja dođe do povećanja doprinosa struje kratkog spoja na prijenosnoj mreži iznad praga od 0,1 kA vlasnik postrojenja kupca ili ODS-a što je prije moguće, a najkasnije u roku od sedam dana nakon planiranog događaja, obavještavaju NOSBiH/Elektroprijenos BiH o promjenama.

6.2.5. Zahtjevi u pogledu reaktivne snage

- (1) Postrojenja kupca priključena na prijenosnu mrežu i ODS moraju moći održati rad u stacionarnom stanju na mjestu priključenja u opsegu reaktivne snage u skladu sa sljedećim uslovima:
 - a) za postrojenja kupca priključena na prijenosnu mrežu, stvarni opseg reaktivne snage za:
 - preuzimanje reaktivne snage s prijenosne mreže neće biti veći od 48 % od najvećeg preuzimanja aktivne snage (faktor snage 0,9);
 - isporuku reaktivne snage u prijenosnu mrežu neće biti veći od 15 % od najvećeg preuzimanja aktivne snage (faktor snage 0,99)

- Izuzeci su dozvoljeni ako vlasnik postrojenja kupca dokaže tehničke ili financijske koristi za EES koji će biti dogovoreni sa NOSBiH/Elektroprijenosom BiH prije priključenja na prijenosnu mrežu;
- b) za distributivne sisteme priključene na prijenosnu mrežu, stvarni opseg reaktivne snage za:
 - preuzimanje reaktivne snage s prijenosne mreže neće biti veći od 48 % (faktor snage 0,9) od najvećeg preuzimanja ili isporuke aktivne snage u prijenosnu mrežu,
 - isporuka reaktivne snage u prijenosnu mrežu neće biti veći od 33 % (faktor snage 0,95) od najvećeg preuzimanja ili isporuke aktivne snage u prijenosnu mrežu,
 - Izuzeci su dozvoljeni ako ODS i NOSBiH/Elektroprijenos BiH zajedničkom analizom dokažu tehničke ili financijske koristi za EES.
- c) NOSBiH/Elektroprijenos BiH i ODS će dogovoriti obim analize kojom će se razmotriti moguća rješenja i utvrditi optimalno rješenje za razmjenu reaktivne snage na mjestima priključenja distributivnog sistema na prijenosnu mrežu. Analiza treba da uzme u obzir specifične karakteristike sistema, promjenljivost tokova snaga, dvosmjerne tokove snaga i sposobnosti za proizvodnju reaktivne snage u distributivnom sistemu.
- d) NOSBiH/Elektroprijenos BiH može utvrditi upotrebu drugih mjernih veličina umjesto faktora snage za utvrđivanje ekvivalentnih opsega za proizvodnju reaktivne snage (npr. dogovorena vrijednost reaktivne snage, zadata vrijednost napona).
- e) Zahtjevi za vrijednosti opsega reaktivne snage primjenjuju se na mjestu priključenja.
- (2) NOSBiH može zahtijevati da ODS ne isporučuje reaktivnu snagu u prijenosnu mrežu kada je preuzimanje aktivne snage manje od 25 % najvećeg preuzimanja aktivne snage.
- (3) NOSBiH može zahtijevati da ODS aktivno kontroliše razmjenu reaktivne snage na mjestu priključenja u slučajevima kada za to postoji potreba. ODS može zahtijevati da NOSBiH razmotri mogućnost učešća njegovih postrojenja u upravljanju reaktivnom snagom.

6.2.6. Zahtjevi u pogledu zaštite

- (1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH i vlasnik postrojenja kupca priključenog na prijenosnu mrežu ili ODS će usaglasiti zaštitne planove i podešenja zaštita radi postizanja selektivnosti.
- (2) Zaštitni planovi i uređaji zaštita obuhvataju:
 - a) Zaštitu od vanjskih i unutrašnjih kratkih spojeva;
 - b) Zaštitu od prenapona i podnapona na mjestu priključenja;
 - c) Nadfrekventnu i podfrekventnu zaštitu;
 - d) Zaštitu strujnih krugova potrošnje;
 - e) Zaštitu blok-transformatora;
 - f) Rezervnu zaštitu i zaštitu od otkaza prekidača.
- (3) Elektroprijenos BiH/NOSBiH i vlasnik postrojenja kupca priključenog na prijenosnu mrežu ili ODS dogovaraju se o izmjenama zaštitnih planova i podešenja zaštita.

6.2.7. Zahtjevi u pogledu regulacije

- (1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH i vlasnik postrojenja kupca priključenog na prijenosni sistem ili ODS mogu dogovariti planove i podešenja upravljačkih/regulacionih uređaja postrojenja kupca ili ODS-a relevantnih za sigurnost sistema.
- (2) Planovi i podešenja mogu obuhvatiti sljedeće:
 - a) ostrvski rad;
 - b) prigušivanje oscilacija;
 - c) poremećaje prema prijenosnoj mreži;
 - d) automatsko prebacivanje na napajanje za hitne situacije i ponovnu uspostavu uobičajene topologije;
 - e) automatsko ponovno uklapanje (kod jednopolnih kvarova).
- (3) Prioriteti u podešenju uređaja za zaštitu i upravljanje su sljedeći:
 - a) zaštita prijenosne mreže;
 - a) zaštita distributivnih sistema i postrojenja kupca priključenog na prijenosnu mrežu;
 - b) frekventna regulacija;
 - c) ograničenje snage.

6.2.8. Razmjena informacija

- (1) Postrojenja kupca priključena na prijenosnu mrežu i ODS opremaju se u skladu sa zahtjevima koji su definirani u tački 5.6.

6.2.9. Isključenje i ponovno uključenje potrošnje

- (1) U slučaju smanjenja frekvencije, ODS i, ako je tako odredio NOSBiH/Elektroprijenos BiH, vlasnik postrojenja kupca priključenog na prijenosnu mrežu, moraju osigurati automatsko podfrekventno isključenje dijela svoje potrošnje u definiranim stepenima i na način kako je to definirano u tački 8.1.1.4.
- (2) U pogledu funkcionalnih sposobnosti isključenja potrošnje pri sniženom naponu, primjenjuju se sljedeći zahtjevi:
 - a) NOSBiH/Elektroprijenos BiH može, u koordinaciji s ODS ili vlasnicima postrojenja kupca priključenih na prijenosnu mrežu, odrediti zahtjeve za isključenje potrošnje
 - b) Ukoliko NOSBiH procijeni da je ugrožena sigurnost EES-a NOSBiH daje nalog vlasniku postrojenja za blokadu rada regulacijskih sklopki i isključenje potrošnje
 - c) oprema za blokadu rada regulacijske sklopke i za isključivanje potrošnje pri sniženom naponu, biće instalirana u saradnji s NOSBiH/Elektroprijenos BiH;
 - d) isključenje potrošnje pri sniženom naponu realizuje se zaštitnim uređajima ili nalogom iz dispečerskog centra;

- e) isključenje potrošnje pri niskom naponu se vrši mjerenjem napona sve tri faze, a blokada rada zaštitnih uređaja na osnovu smjera toka aktivne ili reaktivne snage.
- (3) Blokada rada regulacijskih sklopki primjenjuje se na transformatore na mjestu priključenja distributivnog sistema na prienosnu mrežu pri čemu mora postojati mogućnost automatske ili ručne blokade rada regulacijske sklopke. NOSBiH određuje uslove za automatsku blokadu rada regulacijske sklopke.
- (4) Postrojenja kupca priključena na prienosnu mrežu i ODS moraju ispunjavati sljedeće zahtjeve u odnosu na isključenje ili ponovno uključenje potrošnje:
 - a) NOSBIH/Elektroprijenos BiH propisuje uslove za ponovno uključenje potrošnje i daju odobrenje za ugradnju automatskih sistema za ponovno uključenje;
 - b) Distributivni sistem i postrojenje kupca priključeno na prienosnu mrežu moraju biti sposobni za sinhronizaciju u frekventnim opsezima navedenim 6.2.2. NOSBIH/Elektroprijenos BiH odlučuju o potrebni ugradnje uređaja za sinhronizaciju i propisuju uslove za podešenje.
 - c) Distributivni sistem i postrojenje kupca priključeno na prienosnu mrežu moraju se moći daljinski isključiti iz prienosne mreže u propisanom vremenu ako to zahtijeva NOSBIH/Elektroprijenos BiH.

6.2.10. Kvalitet električne energije

- (1) Vlasnici postrojenja kupca priključenih na prienosnu mrežu i ODS moraju osigurati da njihovo priključivanje na mrežu ne izaziva fluktuacije napona napajanja, harmonijska izobličenja i faznu nesimetriju na mreži na mjestu priključenja iznad dozvoljenih granica kako je definirano i tačkama 6.1.1.1, 6.1.1.2 i 6.1.1.3 respektivno.

6.2.11. Simulacijski modeli

- (1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH može zahtijevati simulacijske modele koji definiraju karakteristike postrojenja kupca ili distributivnih sistema u stacionarnom i dinamičkom stanju.
- (2) Sadržaj i format simulacijskih modela uključuju:
 - a) stacionarno i dinamičko stanje;
 - b) elektromagnetske tranzijentne simulacije na mjestu priključenja;
 - c) strukturu i blok-dijagram.
- (3) Simulacijski model treba da sadrži sljedeće podmodele:
 - a) regulaciju snage;
 - b) regulaciju napona;
 - c) modele zaštite postrojenja;
 - d) različite tipove potrošnje i
 - e) modele pretvarača.

- (4) NOSBiH/Elektroprijenos BiH, ako je potrebno, definiraju zahtjeve za registraciju parametara postrojenja kupca i/ili distributivnih sistema u svrhu uspoređivanja odziva modela.

6.2.12. Upravljanje potrošnjom

- (1) Usluge upravljanja potrošnjom koje se pružaju NOSBiH mogu biti:
- a) daljinsko upravljanje potrošnjom s ciljem promjene aktivne snage, promjene reaktivne snage ili upravljanja ograničenjima u prijenosnoj mreži;
 - b) autonomno upravljanje potrošnjom s ciljem promjene frekvencije sistema ili vrlo brze promjene aktivne snage.
- (2) Postrojenja kupca i zatvoreni distributivni sistemi mogu pružati usluge upravljanja potrošnjom prema gore i/ili prema dolje.
- (3) Elementi postrojenja kupca koji pružaju usluge upravljanja potrošnjom, pojedinačno ili zajednički preko treće strane, moraju biti:
- a) sposobni za rad u propisanim frekvencijskim i naponskim opsezima;
 - b) sposobni za regulaciju potrošnje električne energije u rasponu koji je ugovorio sa NOSBiH direktno ili preko treće strane;
 - c) opremljeni za primanje naloga od NOSBiH direktno ili indirektno preko treće strane i sposobni za njihovo izvršavanje.
 - d) sposobni za podešavanje potrošnje u periodu koje utvrdi NOSBiH.
 - e) sposobni da podnesu brze promjene frekvencije bez isključenja, koje se računaju u vremenskom periodu od 500 ms.
- (4) Svako postrojenje kupca mora moći uključiti i isključiti postrojenja za kompenzaciju reaktivne snage, pojedinačno ili preko treće osobe, na osnovu naloga NOSBiH.
- (5) Postrojenja kupca i zatvoreni distributivni sistemi koji pružaju usluge upravljanja potrošnjom s ciljem promjene frekvencije pojedinačno ili zajednički preko treće strane, moraju biti:
- a) sposobni za rad u propisanim frekvencijskim i naponskim opsezima;
 - b) biti opremljeni regulacijskim sistemom koji je neosjetljiv u mrtvoj zoni ± 200 mHz oko nazivne frekvencije sistema;
 - c) biti sposobni za aktiviranje nasumičnog kašnjenja u trajanju do pet minuta prije nastavka uobičajenog rada pri povratku na frekvenciju unutar mrtve zone. Odstupanje frekvencije od nazivne vrijednosti kada se odziv aktivira iznosi -1 Hz;
 - d) biti opremljeni regulatorom kojim se mjeri frekvencija sistema sa periodom ažuriranja $\leq 0,2$ s;
 - e) mora moći detektovati promjenu frekvencije sistema od 10 mHz u periodu do 0,4 s s vremenom odziva do 0,4 s. Dopusćeni pomak pri mjerenju frekvencije je 0,01 Hz.
- (6) NOSBiH, po potrebi, može sklopiti ugovor s vlasnikom postrojenja kupca ili zatvorenim distributivnim sistemom (direktno ili preko treće strane) o isporuci usluge upravljanja potrošnjom s ciljem vrlo brze promjene aktivne snage. Ugovorom se definira:

- promjena aktivne snage povezana s parametrom kao što je brzina promjene frekvencije;
- vrijeme odziva za vrlo brzu promjenu aktivne snage ne smije biti veće od dvije sekunde.

6.3. Zahtjevi za priključenje proizvođača električne energije

6.3.1. Područje primjene

- (1) Ovi zahtjevi se odnose na priključenje sinhronih proizvodnih modula i modula elektroenergetskog parka na elektroenergetsku mrežu.
- (2) Zahtjevi u pogledu priključenja primjenjuju se na nove proizvodne module u skladu s tačkom 6.3.1.2.
- (3) Zahtjevi se ne primjenjuje na:
 - proizvodne module instalirane radi osiguranja rezervnog napajanja;
 - uređaje za skladištenje energije osim pumpno-akumulacionih proizvodnih modula.

6.3.1.1. *Primjena na postojeće proizvodne module*

- (1) Postojeći proizvodni moduli ne podliježu zahtjevima, osim ako je proizvodni modul tipa C ili tipa D modifikovan u takvoj mjeri da su potrebni novi uslovi/ugovor o priključenju.
- (2) Proizvođači koji namjeravaju modernizovati pogon ili zamijeniti opremu koja utiče na sposobnosti proizvodnog modula (npr. povećanje maksimalne snage; povećanje maksimalne snage koja dovodi do promjene tipa proizvodnog modula, promjena naponskog nivoa priključenja).
- (3) Proizvođači, na zahtjev nadležnog operatora sistema, će izvršiti prepodešavanje postojećih parametara, ukoliko je tehnički izvodljivo i ne izaziva dodatne troškove.
- (4) Ako ODS ili NOSBiH i Elektroprijenos BiH smatraju da su potrebni novi uslovi/ugovor o priključku, o tome se obavještava nadležno regulatorno tijelo.

6.3.1.2. *Kategorizacija proizvodnih modula*

- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati zahtjeve na osnovu naponskog nivoa mjesta priključenja i maksimalne snage u skladu sa sljedećim kategorijama:
 - a) Tip A: mjesto priključenja ispod 110 kV i maksimalna snaga do 0,5 MW ;
 - b) Tip B: mjesto priključenja ispod 110 kV i maksimalna snaga do 10 MW;
 - c) Tip C: mjesto priključenja ispod 110 kV i maksimalna snaga do 20 MW;
 - d) Tip D: mjesto priključenja na 110 kV ili više. Proizvodni modul pripada tipu D i ako je njegovo mjesto priključenja ispod 110 kV i maksimalna mu je snaga jednaka pragu ili veća od praga koji je određen za tip C.
- (2) Proizvodni modul tipa D čija maksimalna snaga odgovara tipu A i B će ispunjavati zahtjeve koji se odnose na proizvodne module A i B. Proizvodni moduli tipa B moraju ispunjavati zahtjeve koji su definirani u tački 6.3.9.2 (Stabilnost proizvodnog modula).

6.3.1.3. *Primjena na proizvodne module, pumpno-akumulacione proizvodne module, kogeneracijska postrojenja i industrijska postrojenja*

- (1) Pumpno-akumulacioni proizvodni moduli moraju ispunjavati sve odgovarajuće zahtjeve i u proizvodnom i u pumpnom načinu rada.
- (2) Proizvođači čiji su proizvodni moduli priključeni na mreže industrijskih postrojenja i nadležni operator sistema imaju pravo ugovoriti uslove isključenja takvih modula zajedno s kritičnim opterećenjima na način da se ne ugrožavaju proizvodni procesi.
- (3) Osim za zahtjeve iz tačke 6.3.2.2 i tačke 6.3.2.3 u pogledu sposobnosti održavanja ili promjene izlazne aktivne snage ne primjenjuju se na proizvodne module iz kogeneracijskih postrojenja koji su ugrađeni u mreže industrijskih postrojenja ako su ispunjeni sljedeći kriteriji:
 - glavna namjena tih postrojenja je proizvodnja toplotne energije za proizvodne procese tog industrijskog postrojenja;
 - svaka promjena proizvodnje toplinske energije izaziva promjenu proizvodnje aktivne snage i obratno;
- (4) Kogeneracijska postrojenja procjenjuju se na osnovu njihove maksimalne električne snage.

6.3.2. Opći zahtjevi za proizvodne module tipa A

6.3.2.1. Frekventna stabilnost proizvodnog modula

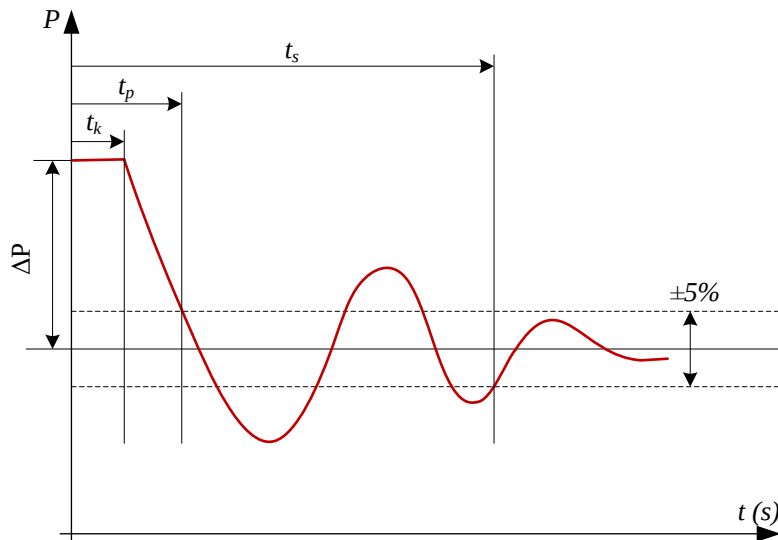
- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće zahtjeve u pogledu frekventne stabilnosti:
 - a) Proizvodni modul mora biti sposoban ostati priključen na mrežu i raditi unutar frekventnih i vremenskih intervala kako je navedeno u [Tabeli 1. Priloga 1.](#)
 - b) Proizvodni modul mora biti sposoban ostati priključen na mrežu i raditi pri brzinama promjene frekvencije do ± 2 Hz/sec. Mjerni vremenski prozor iznosi do 0,1 s.

6.3.2.2. Ograničen frekvencijski osjetljiv način rada – nadfrekvencijski (LFSM-O)

- (1) Proizvodni modul mora biti sposoban aktivirati frekvencijski odziv aktivne snage u skladu sa slikom 6.2. pri frekvencijskom pragu i postavkama statizma;
 - a) frekvencijski prag 50,2 Hz;
 - b) postavka statizma je 5%. Statizam mora biti podesiv u opsegu koji odgovara određenoj tehnologiji, a koji se kreće u okviru 2 – 12%.
- (2) Umjesto prethodnog stava, dopušta se automatski isklop sa mreže i ponovno priključivanje proizvodnih modula tipa A pri nasumičnim frekvencijama, u idealnom slučaju jednoliko distribuiranim, iznad frekvencijskog praga, pri čemu je ponovno automatsko uključanje dopušteno ispod frekvencijskog praga.
- (3) proizvodni modul treba da bude sposoban da aktivira frekvencijski odziv snage sa što je moguće manjim početnim kašnjenjem (t_k). Ako je kašnjenje duže od dvije sekunde, proizvođač mora opravdavdati kašnjenje navodeći tehničke dokaze;
- (4) Rezolucija merenja frekvencije mora biti ≤ 10 mHz. Opseg tolerancije oko stacionarne krajnje vrijednosti kontrolisane promjenljive režima LFSM-O iznosi $\pm 5\%$ nominalne snage modula za proizvodnju električne energije.

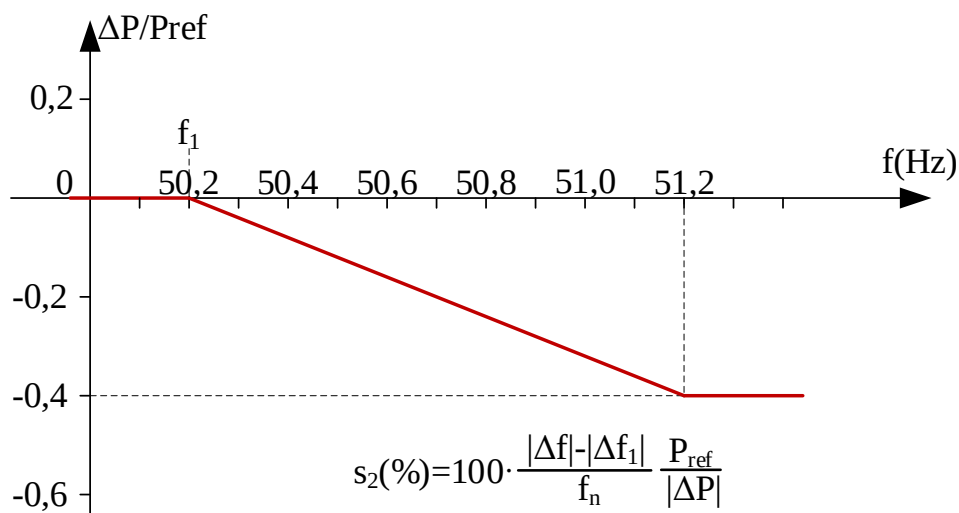
Preporučene vrijednosti za:

- vrijeme smanjenje snage ze module elektroenergetskih parkova za $\Delta P \leq 0,5 P_{\max}$ iznosi $t_p \leq 2$ s
- vrijeme ulaska u opseg tolerancije (5%), tj. stabilizacije snage iznosi $t_s \leq 20$ s
- $t_k \ll t_p$.



Slika 6.1. Tolerancija i trajanje odziva aktivne snage

- ukoliko je potrebno, NOSBiH može zahtijevati da proizvodni modul nakon postizanja minimalnog regulacionog nivoa bude sposoban nastaviti pogon na tom nivou ili dodatno smanjiti izlaznu aktivnu snagu
- proizvodni modul mora biti sposoban stabilno raditi tokom pogona u LFSM-O-u. Kad je taj način rada aktivan, njegova podešena vrijednost (*set-point*) prevladava nad svim drugim podešenim vrijednostima aktivne snage.



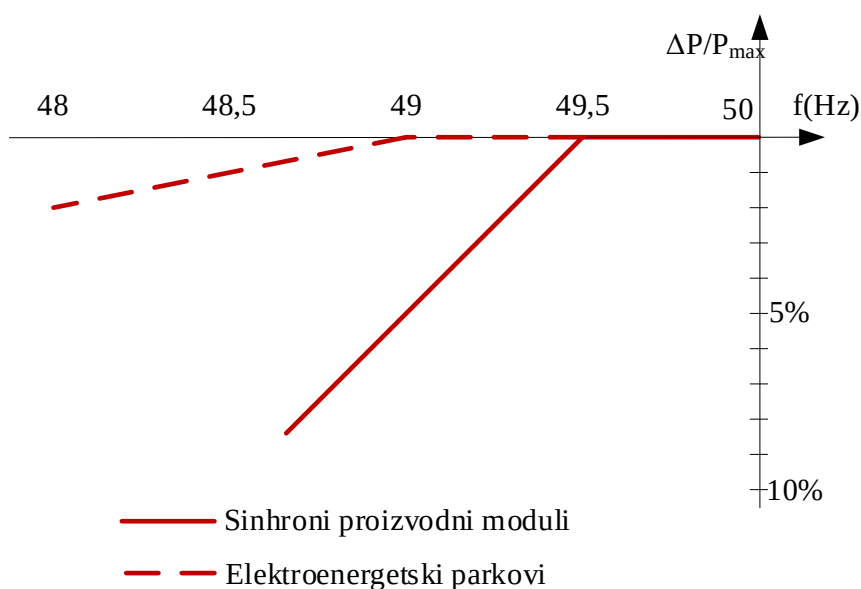
Slika 6.2. Frekvencijski odziv aktivne snage u LFSM-O

Gdje su:

- P_{ref} maksimalna snaga sinhronog proizvodnog modula na koju se odnosi ΔP , odnosno izlazna snaga modula elektroenergetskog parka u trenutku dostizanja LFSM-O praga
 - ΔP promjena izlazne aktivne snage proizvodnog modula.
 - f_n nazivna frekvencija (50 Hz) u mreži a Δf frekvencijsko odstupanje u mreži.
- (7) Proizvodni modul mora biti sposoban održavati stalnu izlaznu snagu na svojoj ciljanoj vrijednosti bez obzira na promjene frekvencije.

6.3.2.3. Smanjenje aktivne snage s opadanjem frekvencije

- (1) Dopušteno smanjenje aktivne snage od najveće izlazne vrijednosti s opadanjem frekvencije u svom regulacijskom području:
- a) za module elektroenergetskog parka ispod 49 Hz stepen smanjenja iznosi 2 % maksimalne snage na 50 Hz po 1 Hz pada frekvencije;
 - b) za sinhronu module ispod 49,5 Hz stepen smanjenja iznosi 10 % maksimalne snage na 50 Hz po 1 Hz pada frekvencije.



Slika 6.3. Najveće smanjenje izlazne snage s opadanjem frekvencije

- (2) U dopuštenom smanjenju aktivne snage od maksimalne izlazne snage uzimaju se u obzir:
- nivo akumulacije, temperatura okoline, padavine, brzine vjetra, iradijacija i sl.
 - tehničke sposobnosti u zavisnosti od tehnologije proizvodnog modula.
- (3) Proizvodni modul mora biti opremljen se logičkim interfejsom (ulaznim port) radi prekida proizvodnje aktivne snage unutar pet (5) sekundi od primanja naloga (signala) na ulaznom portu. NOSBiH ima pravo navesti zahtjeve za opremu kako bi se tom mogućnošću upravljalo daljinski.
- (4) Proizvodni modul se može automatski priključivati na mrežu pod sljedećim uslovima:

- a) frekvencijski opseg 49,5 – 50,2 Hz nakon ispada i 49,5 – 50,1 Hz u normalnim pogonskim uslovima uz vrijeme kašnjenja od 60 sekundi
 - b) najveći dopušteni gradijent povećanja izlazne aktivne snage iznosi 10% u minuti nakon ispada.
- (5) Automatsko priključivanje je dopušteno osim ako je ODS u koordinaciji s NOSBiH odredio drukčije.

6.3.3. Opći zahtjevi za proizvodne module tipa B

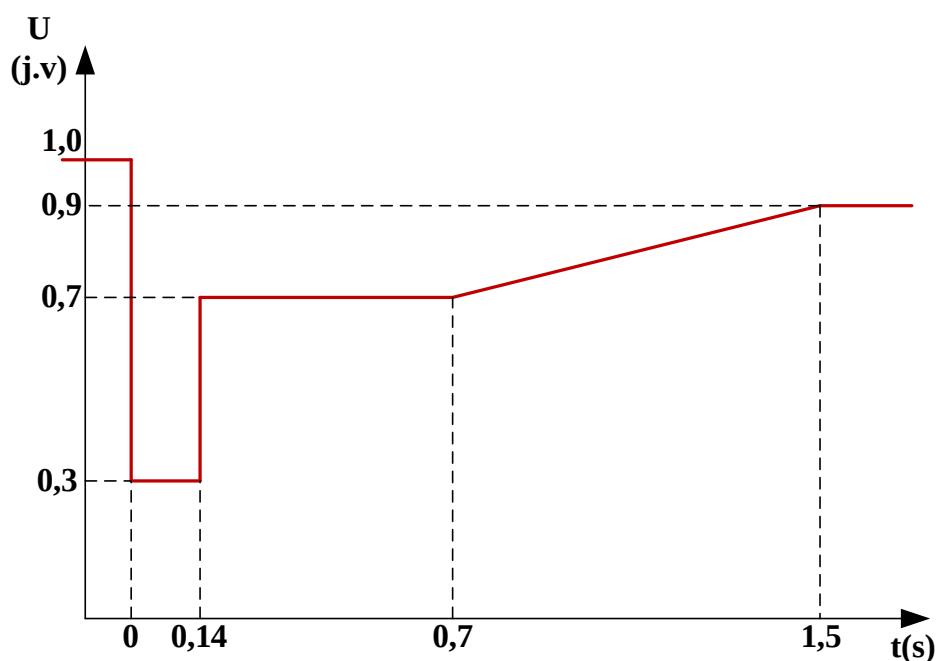
- (1) Proizvodni moduli tipa B moraju ispunjavati zahtjeve koji se odnose na tip A, osim tačke 6.3.2.2 (2).

6.3.3.1. Frekvencijska stabilnost proizvodnog modula

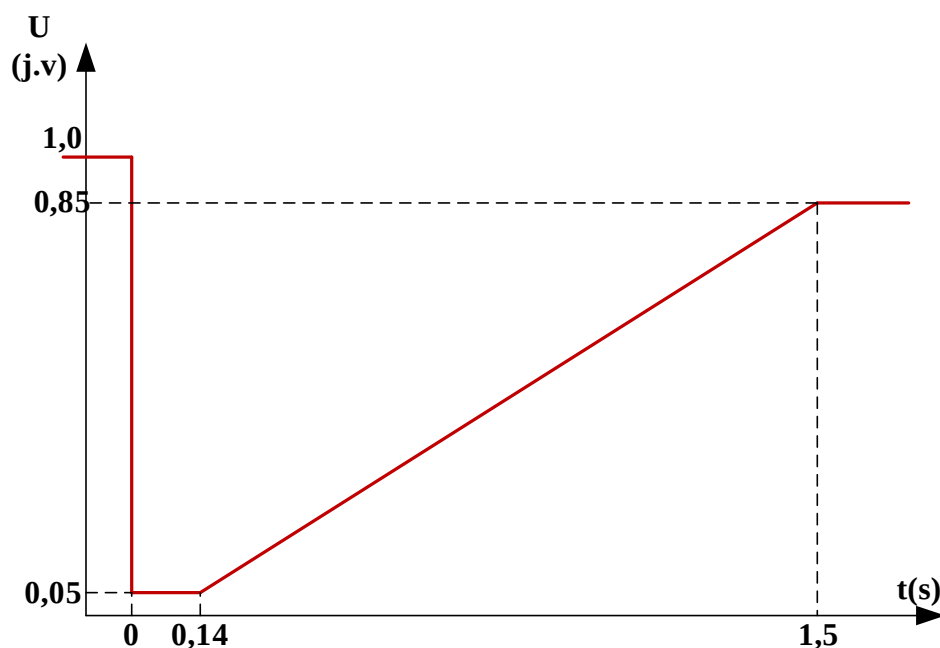
- (1) Proizvodni moduli u pogledu frekvencijske stabilnosti, tj. radi regulacije izlazne aktivne snage, moraju biti opremljeni interfejsom (ulaznim portom) kako bi se izlazna aktivna snaga mogla smanjiti nakon primanja naloga na ulaznom portu.

6.3.3.2. Stabilnost proizvodnih modula

- (1) U pogledu stabilnosti proizvodni moduli moraju ispunjavati uslove sposobnosti prolaska kroz stanje kvara (*Fault ride through – FRT*), tj. moraju biti u stanju da ostanu na mreži u toku pojave kvara na prijenosnoj mreži i nastave stabilan rad nakon otklonjenih kvarova. FRT kriva izražava donju granicu vrijednosti linijskih napona u tački priključenja u funkciji vremena prije, tokom i nakon kvara (simetrični i nesimetrični). Na sljedećim slikama prikazane su FRT krive za sinhronne proizvodne module i module elektroenergetskih parkova.



Slika 6.4. FRT kriva za sinhronne proizvodne module



Slika 6.5. FRT kriva za module elektroenergetskih parkova

- (2) ODS određuje i objavljuje uslove prije i poslije kvara za sposobnost prolaska kroz stanje kvara u mreži u pogledu:
- izračuna minimalne dopuštene snage kratkog spoja na mjestu priključenja prije kvara,
 - radne tačke aktivne i reaktivne snage proizvodnog modula prije kvara na mjestu priključenja i napona na mjestu priključenja, i
 - izračuna minimalne dopuštene snage kratkog spoja na mjestu priključenja poslije kvara;
 - Ukoliko je priključak na 110 kV mrežu NOSBiH i Elektroprijenos BiH će Elaboratom odrediti prethodno navedene uslove.
- (3) na proizvođačev zahtjev ODS daje uslove prije i poslije kvara koji se uzimaju u obzir sposobnost prolaska kroz stanje kvara u mreži kao rezultat izračuna na mjestu priključenja kako je navedeno u prethodnom stavu:
- minimalne dopuštene snage kratkog spoja prije kvara na svakom mjestu priključenja izražene u MVA,
 - radne tačke proizvodnog modula prije kvara izražene izlaznom aktivnom snagom i izlaznom reaktivnom snagom i naponom na mjestu priključenja, i
 - minimalne dopuštene snage kratkog spoja poslije kvara na svakom mjestu priključenja izražene u MVA.

Alternativno, nadležni operator sistema može dati tipične vrijednosti.

- (4) Proizvodni moduli se mogu ponovno priključiti na mrežu nakon ispada izazvanog mrežnim poremećajem samo uz saglasnost nadležnog operatora sistema.

6.3.3.3. **Zahtjevi u pogledu upravljanja**

- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće opće zahtjeve u pogledu upravljanja sistema:
 - upravljačke šeme i podešenja upravljačkih uređaja proizvodnog modula koji su potrebni za stabilnost prijenosnog sistema i za poduzimanje hitnih mjera, ili bilo koju njihovu promjenu, usklađuju i dogovaraju NOSBiH, ODS i proizvođač;
 - zaštitni planovi.
- (2) Nadležni operator sistema određuje plan i podešenja zaštite mreže, odnosno priključnih vodova proizvodnog modula. Proizvođač svoje zaštitne planove za proizvodni modul i priključne vodove usklađuje i dogovara s Elektroprijenosom BiH prije puštanja u pogon proizvodnog modula, ali i u slučaju promjene podešenja.
- (3) Zaštita proizvodnog modula ima prednost ispred pogonske regulacije, uzimajući u obzir sigurnost sistema te zdravlje i sigurnost zaposlenika i javnosti, kao i ublažavanje svake štete na proizvodnom modulu;
- (4) Zaštitni planovi mogu obuhvaćati:
 - vanjski i unutarnji kratki spoj,
 - nesimetrično opterećenje (inverzni redoslijed faza),
 - preopterećenje statora i rotora,
 - naduzbudu/poduzbudu,
 - prenapon/podnapon na mjestu priključenja,
 - prenapon/podnapon na izvodima generatora,
 - lokalne oscilacije,
 - struju uklopa,
 - asinhroni pogon (gubitak sinhronizma),
 - zaštitu od nedopuštenih torzija vratila (primjerice podsinhrona rezonancija),
 - zaštitu priključnog voda proizvodnog modula,
 - zaštitu blok-transformatora,
 - rezervnu zaštitu od kvara zaštite i rasklopnog postrojenja,
 - povećanje magnetskog toka (U/f),
 - povratnu snagu,
 - brzinu promjene frekvencije, i
 - pomak neutralne tačke napona;
- (5) Promjene planova i podešenja zaštite proizvodnog modula i mreže dogovaraju nadležni operator sistema i proizvođač;
- (6) Proizvođač će podesiti zaštitne i upravljačke uređaje u skladu sa sljedećim prioritetima:
 - zaštita mreže i proizvodnog modula;

- virtualna inercija, ako je primjenjivo;
- frekvencijska regulacija;
- ograničenje snage; i
- ograničenje gradijenta snage;

(7) Razmjene informacija:

- elektrane moraju osigurati razmjenu informacija s ODS ili NOSBiH u realnom vremenu ili periodično uz vremensko označavanje, kako odredi ODS ili NOSBiH u skladu s tačkom 5.6;
- ODS, u koordinaciji s NOSBiH određuje sadržaj razmjene informacija, uključujući listu podataka koji dostavlja elektrana.

6.3.4. Dodatni zahtjevi za sinhroni proizvodni modul tipa B

- (1) Sinhroni proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće dodatne zahtjeve u pogledu naponske stabilnosti:
 - a) nadležni operator sistema ima pravo odrediti sposobnost sinhronog proizvodnog modula za osiguravanje reaktivne snage
 - b) sinhroni proizvodni modul oprema se trajnim sistemom za automatsku regulaciju uzbude koji može osiguravati stalan napon na izvodima generatora na podešenoj vrijednosti, koju se može birati, bez nestabilnosti u cijelom radnom području sinhronog proizvodnog modula
- (2) S obzirom na stabilnost, sinhroni proizvodni moduli moraju biti sposobni za uspostavu aktivne snage poslije kvara u iznosu od 90% vrijednosti aktivne snage prije kvara u roku do 5 sekundi.

6.3.5. Dodatni zahtjevi za modul elektroenergetskog parka tipa B

Proizvodni moduli tipa B moraju ispunjavati utvrđene zahtjeve za tipove A i B.

6.3.5.1. *Naponska stabilnost*

- (1) Modul elektroenergetskog parka mora biti sposoban da obezbjedi reaktivnu snagu u opsegu $0,33 Q/P_{max}$ u oba smjera.
- (2) Modul elektroenergetskog parka mora biti sposoban osigurati injektiranje/apsorpciju dodatne reaktivne struje na mjestu priključenja u odnosu stanje prije kvara, prilikom sniženih/povišenih napona, do svojih maksimalnih vrijednosti.
- (3) Dodatna reaktivna struja će biti funkcija odstupanja direktne komponente napona u tački priključka. Zahtjevi za dodatnom reaktivnom strujom modula elektroenergetskih parkova priključenih na distributivni sistem utvrđuju se u skladu sa EN 50549-2.
- (4) U slučaju nesimetričnih (jednopolnih ili dvopolnih) kvarova, modul elektroenergetskog parka obezbjeđuje direktnu, inverznu i nultu komponentu dodatne reaktivne struje, prema zahtjevima ODS-a definiranim u procesu priključenja.

6.3.5.2. *Uspostavljanje aktivne snage*

- (1) Modul elektroenergetskog parka mora uspostaviti aktivnu snagu poslije kvara prema sljedećim zahtjevima:
 - uspostava aktivne snage poslije kvara počinje kada napon postigne 0,9 j.v;
 - dopušteno vrijeme za uspostavu aktivne snage iznosi 1 sekundu; i
 - aktivna snaga mora iznositi najmanje 90% vrijednosti snage prije kvara sa tačnošću od 10%;

6.3.6. Opći zahtjevi za proizvodne module tipa C

Proizvodni moduli moraju ispunjavati zahtjeve koji se odnose na tip B osim tačke 6.3.3.1 (1).

6.3.6.1. *Frekvencijska stabilnost proizvodnog modula*

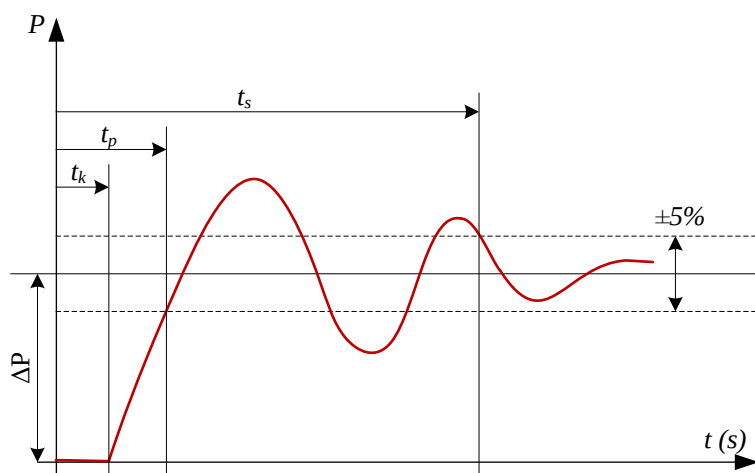
- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće zahtjeve u pogledu frekvencijske stabilnosti:
 - a) s obzirom na mogućnost regulacije aktivne snage i opseg regulacije, regulacioni sistem proizvodnog modula mora imati mogućnost podešenja zadate vrijednosti aktivne snage. Zahtijevano vrijeme dostizanja zadate vrijednosti i tolerancije aktivne snage NOSBiH i/ili ODS će se definisati u Elaboratu tehničkog rješenja priključka na prienosnu mrežu, u zavisnosti od vrste tehnologije proizvodnog modula, a provjeriće se u Testovima usaglašenosti.
 - b) ručna regulacija se dopušta u slučajevima kad su uređaji za automatsku daljinsku regulaciju izvan pogona. Minimalno vrijeme dostizanja zadate vrijednosti je 15 minuta sa tolerancijom od 10% zadate aktivne snage.

6.3.6.2. *Ograničen frekvencijski osjetljiv način rada – podfrekvencijski (LFSM-U)*

- (1) Uz tačku 6.3.2.2 primjenjuju se sljedeći se zahtjevi na proizvodne module s obzirom na ograničen frekvencijski osjetljiv način rada – podfrekvencijski (LFSM-U)
- (2) proizvodni modul mora biti sposoban aktivirati frekvencijski odziv aktivne snage pri frekvencijskom pragu i postavkama statizma:
 - frekvencijski prag je 49,8 Hz ;
 - postavka statizma je 5%. Statizam mora biti podesiv u opsegu koji odgovara određenoj tehnologiji, a koji se kreće u okviru 2 – 12%.
- (3) za stvarni frekvencijski odziv aktivne snage u LFSM-U-u trebaju biti uzeti u obzir:
 - nivo akumulacije, temperatura okoline, padavine, brzine vjetra, iradijacija i sl.
 - tehničke sposobnosti u zavisnosti od tehnologije proizvodnog modula.
- (4) vrijeme kašnjenja (t_k) aktiviranja frekvencijskog odziva aktivne snage proizvodnog modula mora biti što kraće koliko je tehnički to moguće, ali ne smije biti duže od dvije sekunde. Za veće vrijeme

kašnjenja od dvije sekunde proizvođač pruža tehničke dokaze o razlozima produženja vremena odziva;

- (5) proizvodni modul u LFSM-U režimu rada mora biti sposoban osigurati povećanje snage do svoje maksimalne snage u skladu s vremenima kao što je prikazano na sljedećoj slici. Vremena (vrijeme odziva t_p i vrijeme stabilizacije t_s) trebaju biti dogovorena s nadležnim operatorom sistema u zavisnosti od tehničke mogućnosti proizvodnih modula.

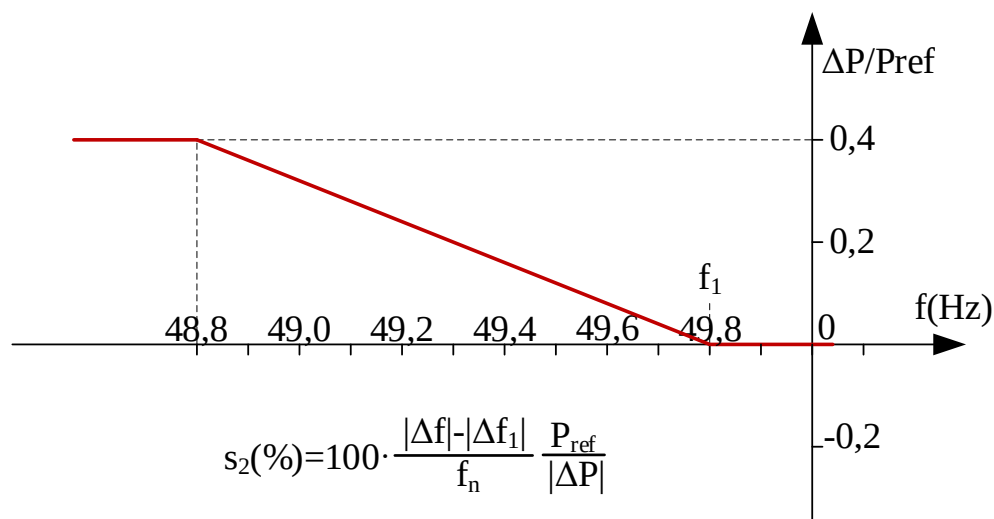


Slika 6.6. Tolerancija i trajanje odziva aktivne snage

- (6) Preporučene vrijednosti za:

- sinhronne module vrijeme odziva $t_p \leq 5$ minuta za povećanje snage $\Delta P = 0,2 P_{max}$. Ukupno vrijeme stabilizacije odziva $t_s \leq 6$ minuta.
- module elektroenergetskih parkova (vjetroelektrane) $t_p \leq 5$ sekundi za povećanje snage od $0,2 P_{max}$ ukoliko je radna tačka iznad $0,5 P_{max}$. Ukoliko je radna tačka ispod $0,5 P_{max}$ vrijeme odziva može biti veće. Ukupno vrijeme stabilizacije odziva $t_s \leq 30$ s.
- ostale module elektroenergetskih parkova $t_p \leq 10$ sekundi za povećanje snage $\Delta P = 0,5 P_{max}$. Ukupno vrijeme stabilizacije odziva $t_s \leq 30$ s.
- U zavisnosti od tehničkih mogućnosti, nadležni operator sistema sa proizvođačem može dogovoriti i drugo vrijeme stabilizacije odziva t_s , ako preporučene vrijednosti ne mogu biti ostvarene.
- $t_k \ll t_p$.

- (7) proizvodni modul mora osigurati stabilan rad u LFSM-U-u;



Slika 6.7. Frekvencijski odziv aktivne snage u LFSM-U

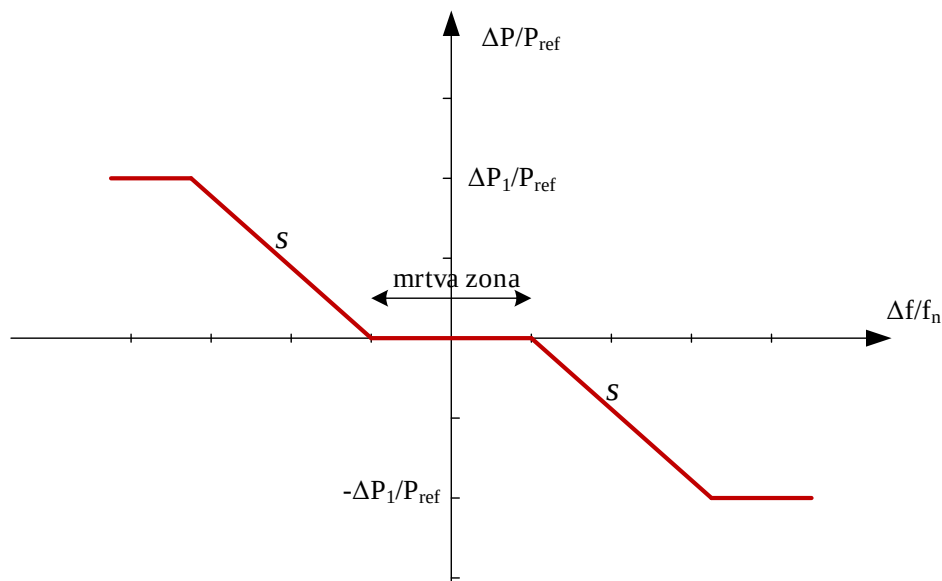
Gdje su:

- P_{ref} - maksimalna snaga sinhronog proizvodnog modula na koju se odnosi ΔP , odnosno izlazna snaga modula elektroenergetskog parka u trenutku dostizanja LFSM-U praga.
- ΔP - promjena izlazne aktivne snage proizvodnog modula.
- f_n - nazivna frekvencija (50 Hz) u mreži, a Δf frekvencijsko odstupanje u mreži.

(8) kad je aktivan frekvencijski osjetljiv način rada proizvodni modul sposoban je pružati frekvencijski odziv aktivne snage u skladu s parametrima prikazanim u sljedećoj tabeli

Tabela 4. Parametri za frekvencijski odziv aktivne snage u frekvencijsko osjetljivom načinu rada (objašnjenje za sliku 6.8.)

Parametri	Područja	
Područje aktivne snage u odnosu na maksimalnu snagu	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5 – 10 %
Neosjetljivost frekvencijskog odziva	$ \Delta f_i $	$\leq 10 \text{ mHz}$
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02%
Mrtva zona frekvencijskog odziva		$\pm 10 \text{ mHz}$ uključujući neosjetljivost frekvencijskog odziva; Mora biti podesiv u opsegu 0 - 200 mHz;
Statizam s_1		Standardna vrijednost je 5%.

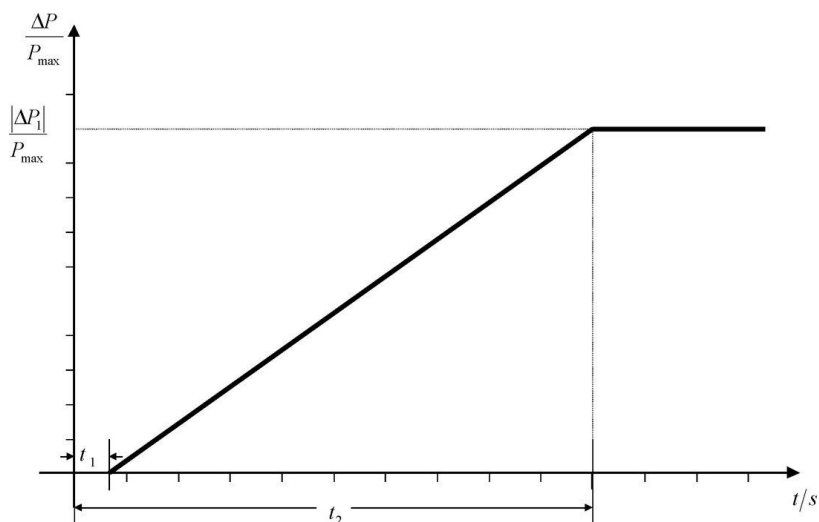


Slika 6.8. Frekvencijski odziv aktivne snage u frekvencijsko osjetljivom načinu rada

Gdje su:

- P_{ref} - maksimalna snaga sinhronog proizvodnog modula na koju se odnosi ΔP , odnosno izlazna snaga modula elektroenergetskog parka u trenutku dostizanja FSM praga.
- ΔP - promjena izlazne aktivne snage proizvodnog modula.
- f_n - nazivna frekvencija (50 Hz) u mreži a Δf frekvencijsko odstupanje u mreži.

- (9) Mrtva zona frekvencijskog odziva za frekvencijsko odstupanje i statizam moraju biti podesivi;
- (10) U slučaju skokovite promjene frekvencije, proizvodni modul sposoban je aktivirati puni frekvencijski odziv aktivne snage na nivou pune linije ili iznad nje, kako je prikazano na slici 6.9, u skladu s parametrima navedenim u tabeli 5;
- (11) Aktiviranje frekvencijskog odziva aktivne snage proizvodnog modula ne smije kasniti više od dvije sekunde. Za veće vrijeme odziva proizvođač pruža tehničke dokaze kojima se dokazuje zašto je potrebno duže vrijeme. Za proizvodne module bez inercije kašnjenje mora biti manje od 0,5 sekundi. Ako proizvođač ne može ispuniti taj zahtjev, dostavlja tehničke dokaze kojima se dokazuje zašto je potrebno dulje vrijeme za početnu aktivaciju frekvencijskog odziva aktivne snage;



Slika 6.9. frekvencijski odziv aktivne snage

Gdje je:

$P_{\max}$ - maksimalna snaga proizvodnog modula na koju se odnosi ΔP .

ΔP - je promjena izlazne aktivne snage proizvodnog modula.

t_1 – početno kašnjenje

t_2 – vrijeme pune aktivacije

- (12) proizvodni modul mora biti sposoban pružati frekvencijski odziv aktivne snage u trajanju od minimalno 15 minuta.
- (13) regulacija aktivne snage ne smije štetno uticati na frekvencijski odziv aktivne snage proizvodnih modula;

Tabela 5. Parametri za punu aktivaciju frekvencijskog odziva aktivne snage izazvanu skokovitom promjenom frekvencije (objašnjenje za sliku 6.9.)

Parametri	Područja vrijednosti ili
Područje aktivne snage u odnosu na maksimalnu snagu (područje frekvencijskog $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$ odziva)	1,5 – 10 %
Za proizvodne module s inercijom najveće dopušteno početno kašnjenje t_1 ,	2 sek
Za proizvodne module bez inercije najveće dopušteno početno kašnjenje t_1 ,	0,5 sek
Najdulje dopušteno izabrano vrijeme pune aktivacije t_2 , osim ako zbog stabilnosti sistema dopuste duža vremena aktivacije.	30 sek

- (14) Proizvodni modul mora imati mogućnosti za ponovnu uspostavu frekvencije ili održavanje planiranih vrijednosti tokova razmjene snage između regulacijskih područja. Minimalna brzina promjene proizvodnje ($P_{\max}/\min$) iznosi:

- gasne elektrane 8%
 - termoelektrane 2% i
 - drugi proizvodni moduli 20%;
- (15) pumpno-akumulacione elektrane moraju biti sposobne isključiti svoj teret u slučaju podfrekvencije;

6.3.6.3. *Praćenje frekvencijsko osjetljivog načina rada u realnom vremenu*

- (1) Za praćenje rada frekvencijskog odziva aktivne snage proizvodni modul mora biti opremljen interfejsom za prijenos podataka u realnom vremenu iz elektrane u SCADA sistem ODS-a ili NOSBiH. Prosljeđuju se sljedeći signali:
- stanje frekvencijskog osjetljivog načina rada (uključeno/isključeno),
 - planirana izlazna aktivna snaga,
 - stvarna vrijednost izlazne aktivne snage,
 - stvarna podešenja parametara za frekvencijski odziv aktivne snage,
 - statizam i mrtva zona;
- (2) ODS-a i NOSBiH mogu odrediti dodatne signale radi provjere učinka odziva elektrana koje učestvuju u frekvencijskom odzivu aktivne snage.

6.3.6.4. *Stabilnost proizvodnog modula*

- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće zahtjeve u pogledu stabilnosti:
- a) u slučaju oscilacije snage proizvodni moduli zadržavaju statičku stabilnost pri pogonu u bilo kojoj radnoj tački pogonskog dijagrama;
 - b) proizvodni moduli moraju biti sposobni ostati priključeni na mrežu i raditi bez smanjenja snage sve dok su napon i frekvencija unutar definiranih granica u skladu s ovim Mrežnim kodeksom;
 - c) proizvodni moduli moraju biti sposobni da ostanu u pogonu tokom djelovanja APU u zamkastoj mreži.

6.3.6.5. *Ponovno uspostavljanje rada sistema*

- (1) „Black“ start:
- a) proizvodni modul koji ima sposobnost „black“ starta i koji je izabran za pružanje ove usluge mora biti spreman za pokretanje u vremenu do 10 minuta nakon izdavanja naloga od NOSBiH;
 - b) proizvodni modul mora biti sposoban automatski regulisati kratkotrajne padove napona prouzrokovane priključenjem potrošnje;
 - c) proizvodni modul mora:

- biti sposoban za rad ispod tehničkog minimuma proizvodnje aktivne snage,
 - biti sposoban regulisati priključenje potrošnje u određenim koracima,
 - biti sposoban za pogon u LFSM-O-u i LFSM-U-u,
 - regulisati frekvenciju u slučaju nadfrekvencije i podfrekvencije u cijelom području izlazne aktivne snage,
 - biti sposoban za paralelan pogon nekoliko proizvodnih modula unutar jednog ostrva, i
 - automatski regulisati napon tokom ponovne uspostave pogona sistema;
- (2) Ostrvski režim rada:
- a) Proizvodni modul nije dužan biti osposobljen za pogon u ostrvskom režimu rada.
 - b) Proizvođač i ODS u koordinaciji s NOSBiH definiraju metodu za detekciju ostrvskog pogona. Metod detekcije se ne smije osloniti samo na signalizaciju položaja sklopnih uređaja sa strane mreže.
- (3) Brza resinhronizacija:
- a) u slučaju isključenja sa mreže proizvodni modul mora biti sposoban za brzu resinhronizaciju u skladu sa Planom odbrane EES-a;
 - b) proizvodni modul s minimalnim vremenom resinhronizacije dužim od 15 minuta nakon odvajanja od bilo kojeg vanjskog izvora električne energije mora biti projektovan za prelaz na rad na vlastitu potrošnju iz bilo koje radne tačke svog pogonskog dijagrama.
 - c) proizvodni moduli moraju biti sposobni nastaviti pogon nakon prelaza na vlastitu potrošnju, bez obzira na priključke vlastite potrošnje na mrežu. Minimalno vrijeme pogona određuje ODS u koordinaciji s NOSBiH-om, ali ne može biti manje od 30 min.

6.3.6.6. *Zahtjevi u pogledu upravljanja*

- (1) S obzirom na gubitak ugaone stabilnosti ili gubitak mogućnosti regulacije, proizvodni modul mora biti sposoban za automatsko isključenje sa mreže radi očuvanja sigurnosti sistema ili zaštite samog modula. Proizvođač i ODS u koordinaciji s NOSBiH dogovaraju kriterije za detekciju gubitka ugaone stabilnosti ili gubitka mogućnosti regulacije;
- (2) Elektrane moraju instalirati opremu za registraciju kvarova i praćenje dinamičkog ponašanja sistema, koja vrši zapis sljedećih parametara:
 - napon,
 - aktivnu snagu,
 - reaktivnu snagu, i
 - frekvenciju.
- (3) Podešenja opreme za registraciju kvarova, uključujući kriterije okidanja i brzine uzorkovanja moraju biti u skladu sa tehničkim standardima ODS-a i NOSBiH-a.
- (4) Nadzor dinamičkog ponašanja sistema obuhvaća okidač za otkrivanje slabo prigušenih oscilacija snage koji mora biti u skladu sa tehničkim standardima ODS-a i NOSBiH-a;

- (5) ODS i NOSBiH moraju imati pristup informacijama sa uređaja za praćenje kvaliteta snabdijevanja i dinamičkog ponašanja sistema. ODS i NOSBiH definiraju komunikacijske protokole za razmjenu podataka u skladu s tačkom 5.6.
- (6) Na zahtjev ODS-a i/ili NOSBiH-a, proizvođač dostavlja simulacijske modele za stacionarna i dinamička stanja kao i modele za simulaciju elektromagnetnih prelaznih procesa. Proizvođač osigurava da su dostavljeni modeli u skladu s rezultatima Testova usaglašenosti koje je verifikovao ODS i/ili NOSBiH.
 - a) Modeli koje dostavlja proizvođač moraju sadržavati sljedeće podmodele:
 - model generatora,
 - turbinski regulator,
 - regulator napona, uključujući funkciju stabilizatora elektroenergetskog sistema i sistem za regulaciju uzbude,
 - zaštitne modele proizvodnog modula, kako su dogovorili ODS i/ili NOSBiH i proizvođač i
 - modele pretvarača za module elektroenergetskog parka;
 - b) Zahtjev za dostavu simulacijskih modela mora biti usklađen sa NOSBiH-om i mora uključiti:
 - format,
 - popis dokumentacije o strukturi modela i blok-dijagramima,
 - procjenu minimalne i maksimalne snage kratkog spoja na mjestu priključenja, izraženu u MVA;
 - c) Na zahtjev ODS-a i/ili NOSBiH-a proizvođač dostavlja zapise o testiranjima rada proizvodnog modula kako bi se izvršilo poređenje odziva modela;
- (7) Ako ODS i/ili NOSBiH smatraju da je potrebno ugraditi dodatne uređaje za pogon i sigurnost sistema u elektrani radi održavanja ili obnove pogona ili sigurnosti sistema, ODS i/ili NOSBiH i proizvođač će se dogovoriti o prikladnom rješenju;
- (8) Najmanja i najveća brzina promjene izlazne aktivne snage je 1% i 20 % $P_{\max}/\min$ u oba smjera..
- (9) Način uzemljenja zvjezdišta na mrežnoj strani blok transformatora mora biti u skladu sa specifikacijama nadležnog operatora.

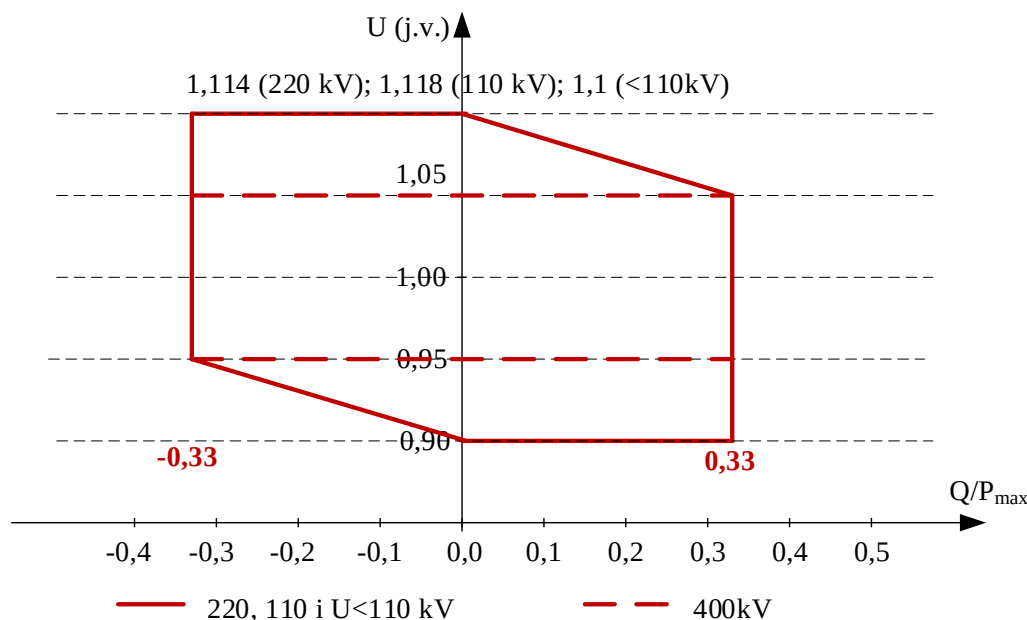
6.3.7. Dodatni zahtjevi za sinhroni proizvodni modul tipa C

Sinhroni proizvodni moduli tipa C moraju ispunjavati utvrđene zahtjeve za tipove A, B i C i dodatne zahtjeve za sinhronu proizvodne module tipa B.

6.3.7.1. Naponska stabilnost

- (1) S obzirom na sposobnost proizvodnje reaktivne snage, nadležni operator sistema može odrediti dodatnu reaktivnu snagu koja se osigurava za kompenzaciju reaktivne snage na priključnom vodu ili kابلu od mjesta priključenja na mrežu do višenaponske strane blok transformatora.

- (2) Sinhroni proizvodni modul mora biti sposoban pružati reaktivnu snagu pri svojoj maksimalnoj aktivnoj snazi u skladu s minimalnim zahtjevima koji su definirani na dijagramu $U-Q/P_{\max}$ koji je prikazan na sljedećoj slici, u zavisnosti od napona na mjestu priključenja. Sposobnost osiguravanja reaktivne snage primjenjuje se na mjestu priključenja.



Slika 6.10. Karakteristika $U-Q/P_{\max}$ sinhronog proizvodnog modula

- (3) Sinhroni proizvodni modul mora biti sposoban preći na bilo koju radnu tačku unutar karakteristike $U-Q/P_{\max}$ na zahtjev nadležnog operatora sistema u periodu koji je definiran u procesu priključenja od strane nadležnog operatora sistema i provjeren u fazi testiranja usaglašenosti;
- (4) Pri pogonu u kome je izlazna aktivna snaga manja od maksimalne snage ($P < P_{\max}$) sinhroni proizvodni modul mora biti sposoban proizvoditi reaktivnu snagu i raditi u svakoj radnoj tački na pogonskom dijagramu proizvodnog modula. Isporuka/preuzimanje reaktivne snage na mjestu priključenja mora odgovarati pogonskom dijagramu, uzimajući u obzir, snagu napajanja vlastite potrošnje i gubitke aktivne i reaktivne snage blok transformatora.

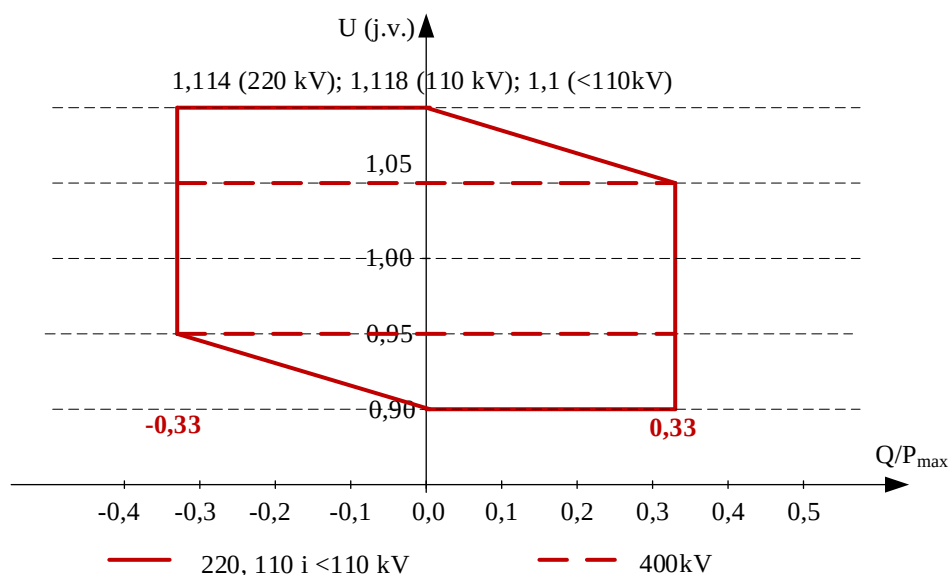
6.3.8. Dodatni zahtjevi za modul elektroenergetskog parka tipa C

- (1) Proizvodni moduli tipa C moraju ispunjavati utvrđene zahtjeve za tipove A, B i C i dodatnim zahtjevima za modul elektroenergetskog parka tipa B.
- (2) Obezbjedenje virtuelne inercije nije obavezno.

6.3.8.1. Naponska stabilnost

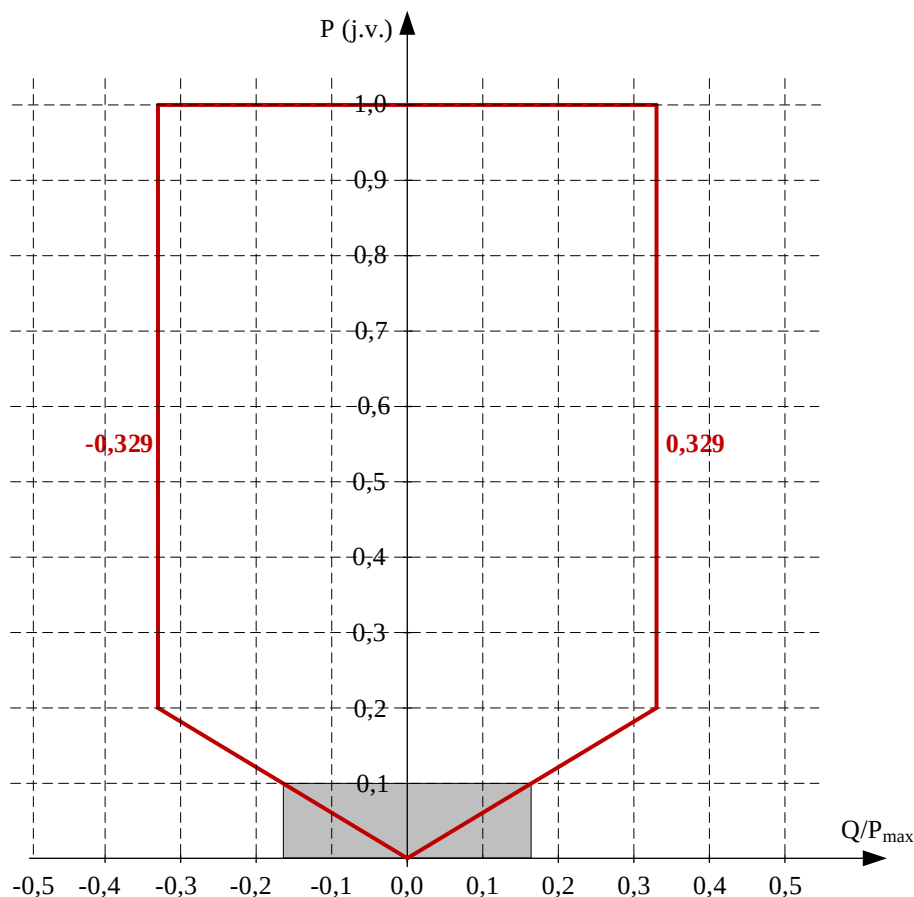
- (1) S obzirom na sposobnost proizvodnje reaktivne snage, nadležni operator sistema može odrediti dodatnu reaktivnu snagu koja se osigurava za kompenzaciju reaktivne snage na priključnom vodu ili kابلu od mjesta priključenja na mrežu do višenaponske strane blok transformatora.

- (2) Modul elektroenergetskog parka mora biti sposoban pružati reaktivnu snagu pri svojoj maksimalnoj aktivnoj snazi u skladu s minimalnim zahtjevima koji su definirani na dijagramu $U-Q/P_{\max}$ koji je prikazan na sljedećoj slici, u zavisnosti od napona na mjestu priključenja. Sposobnost osiguravanja reaktivne snage primjenjuje se na mjestu priključenja.



Slika 6.11. Karakteristika $U-Q/P_{\max}$ modula elektroenergetskog parka

- (3) Pri pogonu s izlaznom aktivnom snagom manjom od maksimalne snage ($P < P_{\max}$), modul elektroenergetskog parka mora biti sposoban osigurati reaktivnu snagu u bilo kojoj radnoj tački karakteristike $P-Q/P_{\max}$ ako su svi generatori modula elektroenergetskog parka tehnički raspoloživi, tj. nisu izvan pogona zbog održavanja ili otkaza, odnosno, proizvodnje reaktivne snage može biti manja, uzimajući u obzir tehničku raspoloživost generatora parka. Pridržavanje specifikacija nije potrebno u radnom području $P < 0,1 P_{\max}$ (sivo područje na slici).

Slika 6.12. Karakteristika P - $Q/P_{\max}$ modula elektroenergetskog parka

- (4) Modul elektroenergetskog parka mora biti sposoban, u vremenskom roku do 10 minuta, preći na bilo koju radnu tačku koju odredi nadležni operator sistema unutar svoje karakteristike P - $Q/P_{\max}$ u cilju postizanja željene vrijednosti.

6.3.8.2. Regulacija reaktivne snage

- (1) Modul elektroenergetskog park mora biti u stanju automatski osigurati reaktivnu snagu na sljedeći način: regulacija napona, regulacija reaktivne snage ili regulacija faktora snage;
- (2) Za potrebe režima regulacije napona modul elektroenergetskog park mora biti sposoban doprinijeti regulaciji napona na mjestu priključenja osiguravanjem razmjene reaktivne snage s mrežom za vrijednost napona u opsegu od 0,95 do 1,05 U_n u koracima od najviše 0,01 j.v. s nagibom opsega najmanje od 2 do 7 % u koracima od najviše 0,5 %. Izlazna reaktivna snaga mora biti jednaka nuli kad je vrijednost mrežnog napona na mjestu priključenja jednaka zadatoj vrijednosti napona.
- (3) Zadana vrijednost se može upotrijebiti s mrtvom zonom ili bez nje. Mrtva zona se može birati u opsegu od 0 do ± 5 % referentnog mrežnog napona od 1 j.v. u koracima od najviše 0,5 %;
- (4) U slučaju skokovite promjene napona modula elektroenergetskog parka mora biti u stanju postići 90 % promjene izlazne reaktivne snage u vremenu t_1 , i stabilizovati se na vrijednosti određenoj nagibom unutar vremena t_2 , uz dopušteno odstupanje reaktivne snage u stacionarnom stanju od najviše 5 % maksimalne reaktivne snage. Predložene vrijednosti su $t_1=1$ sekunda i $t_2=10$ sekundi.

- (5) Za potrebe režima regulacije reaktivne snage modul elektroenergetskog parka mora biti u stanju da podesi vrijednost reaktivne snage u bilo koju tačku opsega reaktivne snage, kako je navedeno u tački 6.3.5.1 i tački 6.3.8.1, u koracima koji nisu veći od 5 MVar ili 5 % pune reaktivne snage, u zavisnosti šta je manje;
- (6) Za potrebe režima regulacije faktora snage modul elektroenergetskog parka može regulisati faktor snage na mjestu priključenja unutar zahtijevanog opsega reaktivne snage, u skladu s tačkom 6.3.8.1 u koracima od najviše 0,01 ciljnog faktora snage. Predložene su sljedeće vrijednosti:
 - vrijeme postizanja ciljnog faktora snage nakon nagle promjene izlazne aktivne snage: 10 sekundi.
 - dopušteno odstupanje ciljnog faktora snage: 1% maksimalne reaktivne snage elektroenergetskog parka;
- (7) Nadležni operator sistem u dogovoru s vlasnikom elektroenergetskog parka, određuje koji će se od navedena tri načina regulacije reaktivne snage i s njima povezane zadate vrijednosti primjenjivati te koja dodatna oprema je potrebna kako bi se odgovarajuće zadate vrijednosti mogle podesiti daljinski;
- (8) S obzirom na određivanje prednosti doprinosa aktivne ili reaktivne snage, NOSBiH će odrediti da li tokom kvarova za koje je potrebna sposobnost prolaska kroz stanja kvara u mreži, prednost ima doprinos aktivne ili doprinos reaktivne snage. Ako se prednost daje doprinosu aktivne snage, obezbjeđenje aktivne snage mora se uspostaviti najkasnije 150 ms od početka kvara;
- (9) Modul elektroenergetskog parka mora biti sposoban da doprinese prigušivanju oscilacija snage, ako to odredi NOSBiH. Karakteristike elektroenergetskog parka koje se odnose na regulaciju napona i reaktivne snage ne smiju štetno uticati na prigušivanje oscilacija snage.

6.3.9. Opći zahtjevi za proizvodne module tipa D

Proizvodni moduli moraju ispunjavati zahtjeve koji se odnose na tip C.

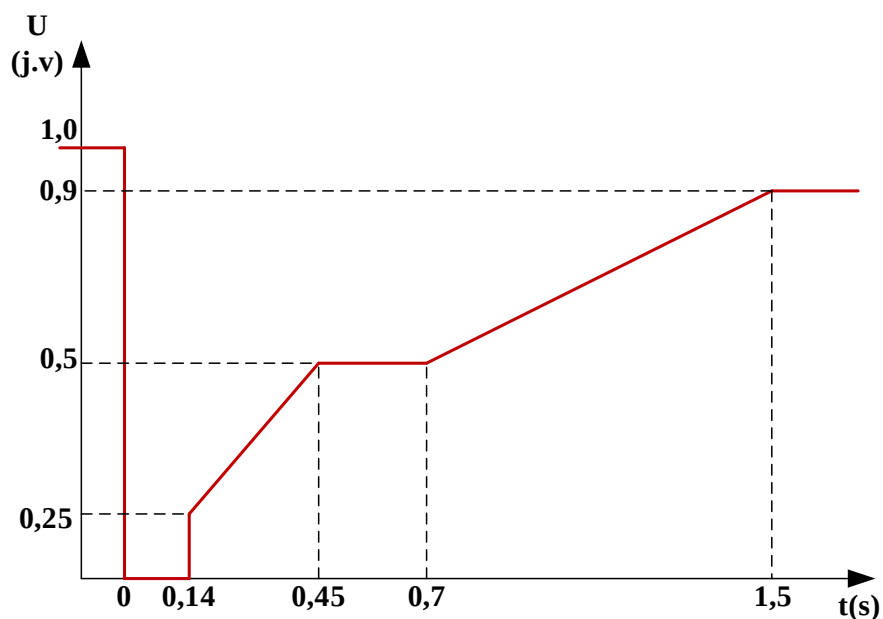
6.3.9.1. Naponska stabilnost

- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće zahtjeve u pogledu naponske stabilnosti:
 - a) proizvodni modul mora biti sposoban ostati priključen na mrežu i raditi unutar naponskih opsega na mjestu priključenja tokom vremena navedenih u Tabeli 2. Priloga 1.
 - b) NOSBiH i Elektroprijenos BiH s proizvođačem mogu definisati šire naponske opsege ili duži najkraći period rada. Ako su širi naponski opsegi ili duži minimalni period rada tehnički i ekonomski izvedivi, proizvođač ne može neutemeljeno uskratiti pristanak;
 - c) NOSBiH i Elektroprijenos BiH s proizvođačem mogu odrediti napone na mjestu priključenja na kojima je proizvodni modul sposoban za automatski isklop s mreže. Uslovi i postavke za automatski isklop se dogovaraju s proizvođačem.

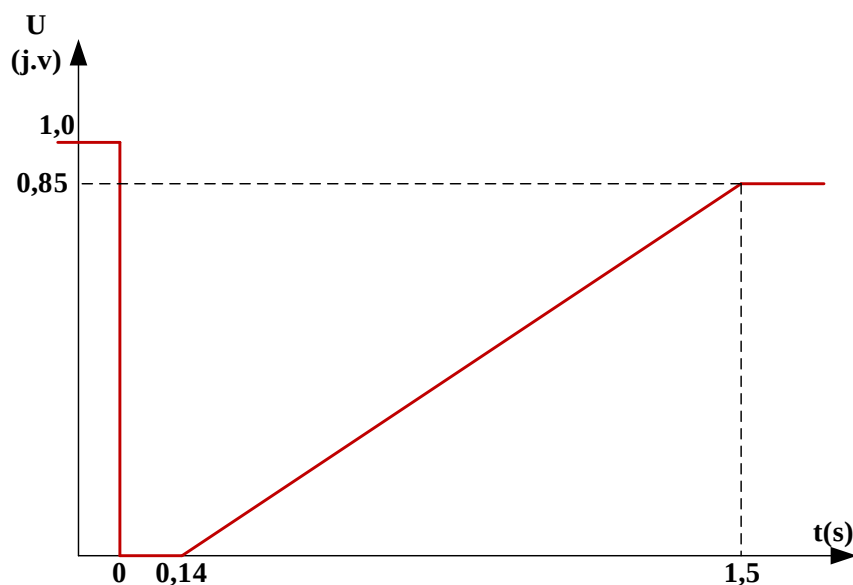
6.3.9.2. Stabilnost proizvodnih modula

- (1) U pogledu stabilnosti proizvodni moduli moraju ispunjavati uslove sposobnosti prolaska kroz stanje kvara (*Fault ride through – FRT*), tj. moraju biti u stanju ostanu na mreži u toku pojave

kvara i nastave stabilan rad nakon otklonjenih kvarova. FRT kriva izražava donju granicu vrijednosti linijskih napona u tački priključenja u funkciji vremena prije, tokom i nakon kvara (simetrični i nesimetrični). Na sljedećim slikama prikazane su FRT krive za sinhronne proizvodne module i energetske parkove.



Slika 6.13. FRT kriva za sinhronne generatore



Slika 6.14. FRT kriva za modul elektroenergetskog parka

- (2) NOSBiH i Elektroprijenos BiH će Elaboratom odrediti uslove prije i poslije kvara, koji se odnose na sposobnost prolaska kroz stanje kvara u mreži, za svaku tačku priključenja proizvodnog modula u pogledu:

- minimalne dopuštene snage kratkog spoja prije kvara na svakom mjestu priključenja izražene u MVA;
- radne tačke proizvodnog modula prije kvara izražene kao izlazna aktivna snaga i izlazna reaktivna snaga te napon na mjestu priključenja; i
- minimalne dopuštene snage kratkog spoja poslije kvara na svakom mjestu priključenja izražene u MVA;

6.3.9.3. *Zahtjevi u pogledu upravljanja*

- (1) Proizvodni moduli moraju ispunjavati sljedeće opće zahtjeve u pogledu upravljanja sistemom:
- a) s obzirom na sinhronizaciju, pri pokretanju proizvodnog modula sinhronizaciju obavlja proizvođač tek nakon odobrenja NOSBiH-a;
 - b) proizvodni modul oprema se potrebnim uređajima za sinhronizaciju;
 - c) sinhronizacija proizvodnih modula moguća je na frekvencijama unutar područja utvrđenih u Tabeli 2. Priloga 1;
 - d) NOSBiH i proizvođač dogovaraju postavke sinhronizacijskih uređaja prije puštanja u pogon proizvodnog modula. Postavke obuhvaćaju:
 - vrijednosti napona: $U_n \pm 10\%$;
 - vrijednosti frekvencije: 49,5 – 50,2 Hz;
 - odstupanje faznog ugla generatora i mreže $\Delta\varphi \leq \pm 10\%$;
 - odstupanje napona generatora i mreže $\Delta U \leq \pm 10\% U_n$;
 - odstupanje frekvencije generatora i mreže $\Delta f \leq \pm 100\text{mHz}$;
 - redoslijed faza.

6.3.10. Dodatni zahtjevi za sinhronne proizvodne module tipa D

Sinhroni proizvodni moduli tipa D moraju ispunjavati utvrđene zahtjeve za tipove A, B i C i dodatne zahtjeve za sinhronne proizvodne module tipa B i C.

6.3.10.1. *Naponska stabilnost*

- (1) Parametri i postavke sistema za regulaciju napona će biti definirani Elaboratom i obuhvaćaju:
- ograničenje opsega izlaznog signala;
 - limiter poduzbude;
 - limiter naduzbude;
 - limiter struje statora; i
 - funkcija stabilizatora elektroenergetskog sistema za prigušivanje oscilacija snage za proizvodne module čija je maksimalna snaga jednaka ili veća od 10 MW.

(2) Proizvodni modul mora biti sposoban da potpomogne ugaonu stabilnost u uslovima kvara.

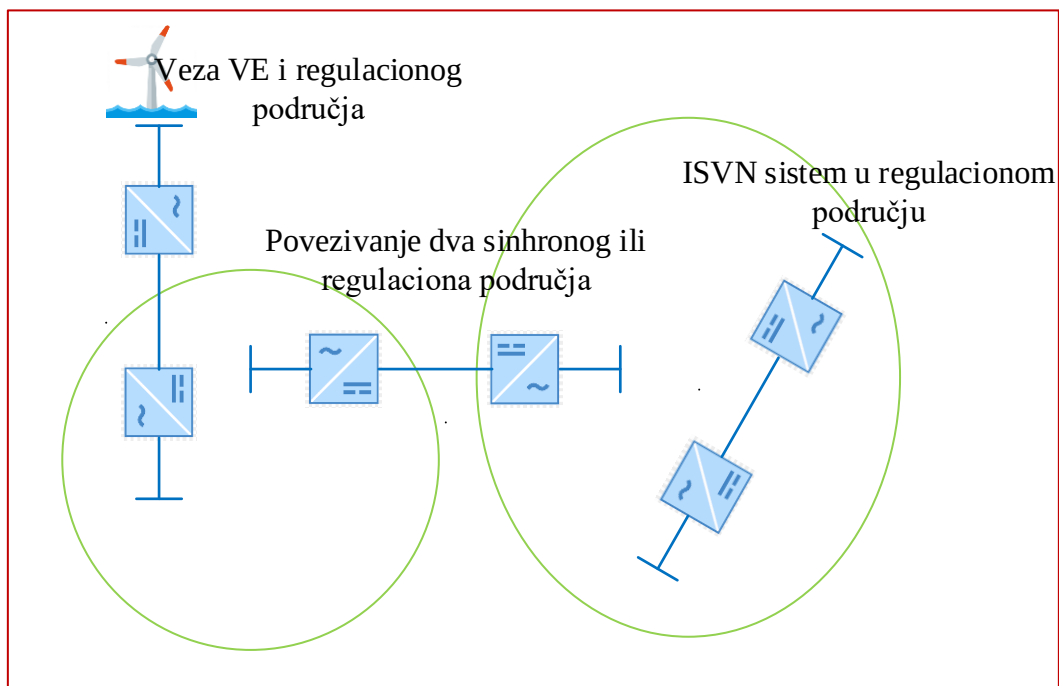
6.3.11. Dodatni zahtjevi za modul elektroenergetskog parka tipa D

Proizvodni moduli tipa D moraju ispunjavati utvrđene zahtjeve za tipove A, B, C i D i dodatne zahtjeve za modul elektroenergetskog parka tipa B i C.

6.4. Zahtjev za priključenje jednosmjernih (HVDC) sistema

6.4.1. Područje primjene

- (1) Zahtjevi se odnose za priključenje HVDC sisteme na prijenosnu mrežu kojima se povezuju sinhrona područja ili regulaciona područja, uključujući back-to-back priključke



Slika 6.15. Primjeri primjene HVDC modula

6.4.2. Opći zahtjevi za priključenje HVDC sistema

6.4.2.1. Zahtjevi u pogledu regulacije aktivne snage i održavanja frekvencije

- (1) HVDC sistem mora biti sposoban ostati priključen na mrežu i raditi unutar frekvencijskih i vremenskih intervala kako je navedeno u tabeli

Frekvencijsko područje	Dužina trajanja rada
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 sekundi
47,5 Hz – 49,0 Hz	90 minuta
49,0 Hz – 51,0 Hz	Neograničeno
51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minuta
51,5 Hz – 52,0 Hz	15 minuta

- (2) HVDC sistem mora biti sposoban za automatsko isključenje iz mreže na frekvencijama koje odredi NOSBiH, samo u slučaju ako za to bude bilo potrebe. Vrijednosti će biti usaglašene prije puštanja u pogon.
- (3) Najveće dopušteno smanjenje izlazne aktivne snage od njegove radne tačke ako frekvencija sistema padne ispod 49 Hz neće biti veće od 2%.
- (4) HVDC sistem mora biti sposoban ostati priključen na mrežu i raditi ako se mrežna frekvencija mijenja brzinom između $-2,5$ i $+2,5$ Hz/s (u svakom trenutku gdje je vrijednost izmjerena kao prosječna vrijednost brzine promjene frekvencije u odnosu na prethodnu 1s).

6.4.2.2. *Regulacije aktivne snage, regulacioni opseg i gradijent*

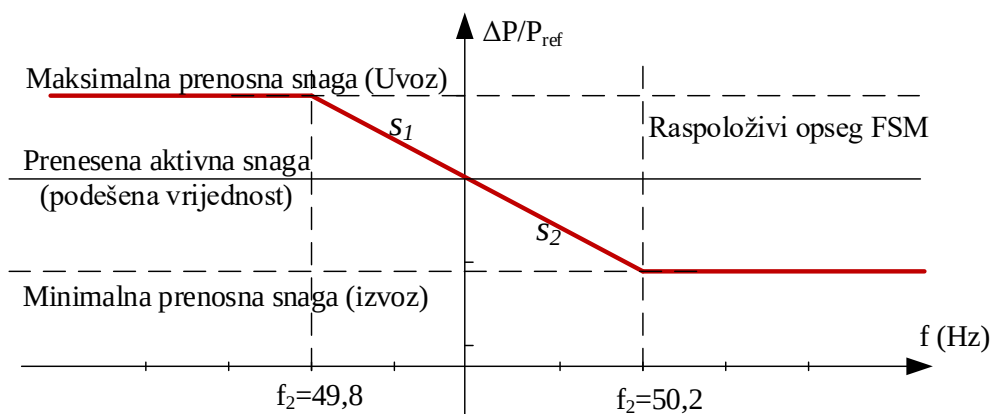
- (1) Regulacija prijenosa aktivne snage:
 - a) HVDC sistem mora biti u stanju da reguliše prenesenu aktivnu snagu do svoje maksimalne prijenosne moći u svakom smjeru po nalogu NOSBiH na osnovu karakteristika postrojenja i dogovora s vlasnikom HVDC sistema prije puštanja u pogon. Regulacija može, u skladu s dogovorom vlasnika HVDC sistema, da obuhvati:
 - najveći i najmanji korak za prijenos aktivne snage;
 - minimalnu prijenosnu moć aktivne snage HVDC sistema za svaki smjer ispod koje se ne zahtijeva mogućnost prijenosa aktivne snage i
 - najveće kašnjenje unutar kojeg HVDC sistem mora biti sposoban prilagoditi prenesenu aktivnu snagu nakon primanja naloga;
 - b) NOSBiH će dogovoriti s vlasnikom HVDC sistema način na koji HVDC sistem mora mijenjati prenesenu aktivnu snagu u slučaju poremećaja u prijenosnoj mreži na koju je priključen. Početno kašnjenje do početka promjene mora biti ≤ 10 ms od primanja pobudnog signala koji je poslao NOSBiH. U slučaju da nije moguće postići ovo vrijeme, vlasnik HVDC sistema će dostaviti dokaze zašto kašnjenje prelazi ovu vrijednost;
 - c) NOSBiH može odrediti da HVDC sistem mora biti sposoban za brzu promjenu smjera aktivne snage. Promjena smjera snage mora biti moguća od maksimalne prijenosne moći aktivne snage u jednom smjeru do maksimalne prijenosne moći u drugom smjeru onoliko brzo koliko je to tehnički izvodljivo u periodu ≤ 2 s, a ako promjena traje duže od 2 sekunde, vlasnik HVDC sistema mora obrazložiti ovo kašnjenje;
- (2) Ukoliko NOSBiH odredi u koordinaciji sa susjednim operatorom sistema, HVDC sistemi, u okviru svojih regulacionih funkcija, moraju moći poduzeti automatske popravne mjere koje obuhvaćaju zaustavljanje kontinuiranih promjena i blokiranje frekvencijsko osjetljivog načina rada, LFSM-O-a, LFSM-U-a i regulacije frekvencije. Kriteriji aktiviranja i blokiranja će biti određeni u skladu s karakteristikama postrojenja.

6.4.2.3. *Virtualna inercija*

- (1) Ukoliko NOSBiH odredi i na osnovu dogovora s vlasnikom, HVDC sistem mora biti sposoban osigurati virtualnu inerciju kao odgovor na promjene frekvencije koja se aktivira u niskofrekvencijskim i/ili visokofrekvencijskim režimima, brzim prilagođenjem primopredaje aktivne snage u prijenosnu mrežu

6.4.2.4. Frekvencijski osjetljiv način rada (FSM, LFSM-O i LFSM-U)

- (1) HVDC sistem mora biti sposoban za odziv na frekvencijska odstupanja u prijenosnoj mreži na koju je HVDC sistem priključen regulacijom prijenosa aktivne snage kako je prikazano na sljedećoj slici i u skladu s parametrima u tabeli 6.
- (2) Regulacija frekvencijskog odziva aktivne snage mora biti ograničena minimalnom i maksimalnom prijenosnom moći aktivne snage HVDC sistema (u svakom smjeru).



Slika 6.16: Frekvencijski odziv aktivne snage HVDC sistema

Gdje je:

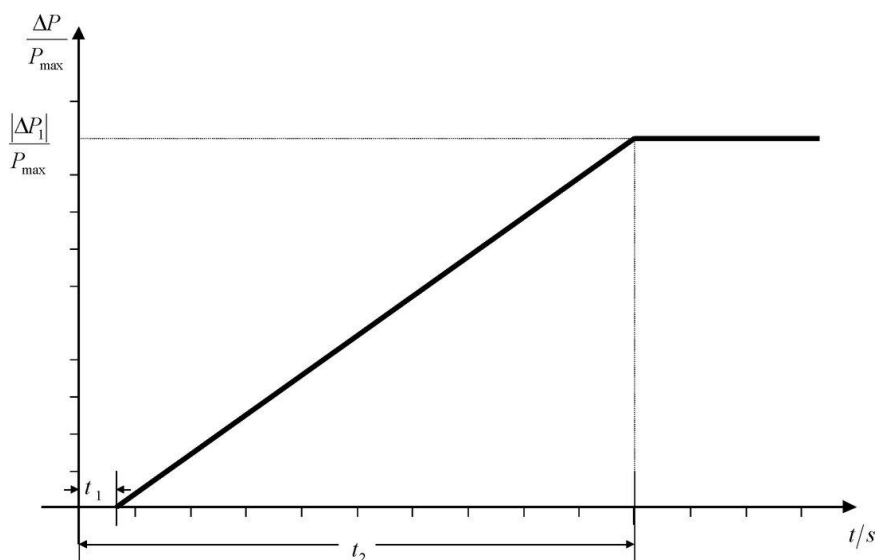
- ΔP je promjena izlazne aktivne snage iz HVDC sistema.
- f_n je nominalna frekvencija mreže
- Δf je frekvencijsko odstupanje

Tabela 6: Parametri za frekvencijski odziv aktivne snage u frekvencijsko osjetljivom načinu rada.

Parametri	Opseg
Mrtva zona frekvencijskog odziva	0 – ± 200 mHz
Statizam s_1 (regulacija prema gore)	(2-12)%
Statizam s_2 (regulacija prema dolje)	(2-12)%
Neosjetljivost frekvencijskog odziva	±10 mHz

- (3) Po primanju naloga NOSBiH-a, HVDC sistem mora biti u stanju da prilagodi statizme za regulaciju prema gore i prema dole, mrtvu zonu frekvencijskog odziva i pogonski opseg odstupanja unutar raspoloživog opsega za FSM kako je prikazano na prethodnoj slici i unutar granica definiranih u prethodnoj tabeli.
- (4) U slučaju skokovite promjene frekvencije HVDC sistem mora biti sposoban prilagoditi aktivnu snagu na nivo frekvencijskog odziva aktivne snage utvrđenog na prethodnoj slici tako da je taj odziv:

- brz koliko je tehnički moguće; i
- na nivou ili iznad pune crte prikazane na sljedećoj slici i u skladu s parametrima unutar opsega iz tabele 3.



Slika 6.17: Sposobnost frekvencijskog odziva aktivne snage HVDC sistema.

Gdje je ΔP je promjena aktivne snage izazvana skokovitim promjenom frekvencije.

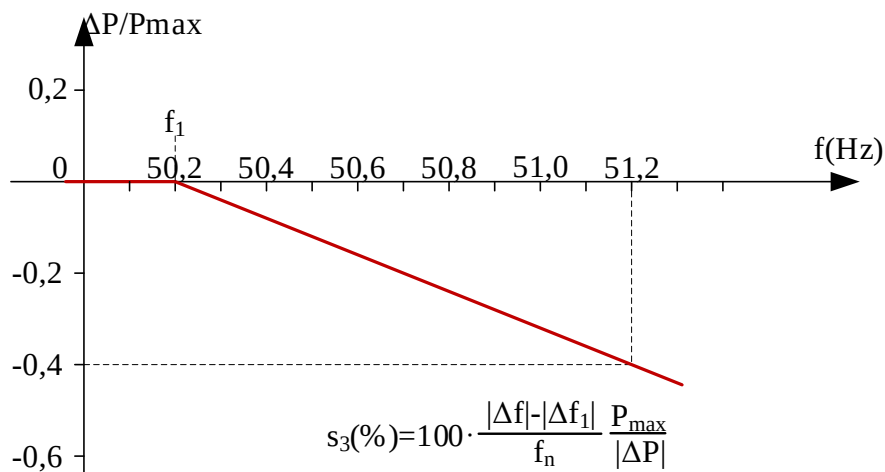
Tabela 7: Parametri za punu aktivaciju frekvencijskog odziva aktivne snage izazvanu skokovitim promjenom frekvencije.

Parametri	Vrijeme (s)
Najveće dopušteno početno kašnjenje t_1	0,5
Najveće dopušteno vrijeme za punu aktivaciju t_2	30

- (5) HVDC sistemi koji povezuju različita regulaciona ili sinhrona područja moraju biti sposobni, u bilo kom trenutku i neprekidno, prilagođavati puni frekvencijski odziv aktivne snage.
- (6) Tokom trajanja frekvencijskog odstupanja, regulacija aktivne snage ne smije imati štetan učinak na frekvencijski odziv aktivne snage.

6.4.2.5. Ograničeni frekvencijski osjetljiv način rada – nadfrekvencijski (LFSM-O)

- (1) HVDC sistem mora biti sposoban prilagođavati razmjenu aktivne snage s mrežama izmjenične struje tokom uvoza i izvoza u skladu sa sljedećom slikom pri frekvencijskom pragu $f_1 \geq 50,2$ Hz i statizmu s_3 koji je prilagodljiv u opsegu 2-12%.
- (2) HVDC sistem mora biti sposoban prilagoditi snagu do nivoa minimalne prijenosne moći aktivne snage.
- (3) HVDC sistem mora biti sposoban prilagođavati frekvencijski odziv aktivne snage što je tehnički brže izvodljivo uz početno kašnjenje i vrijeme pune aktivacije kako je definirano u tabeli 7.



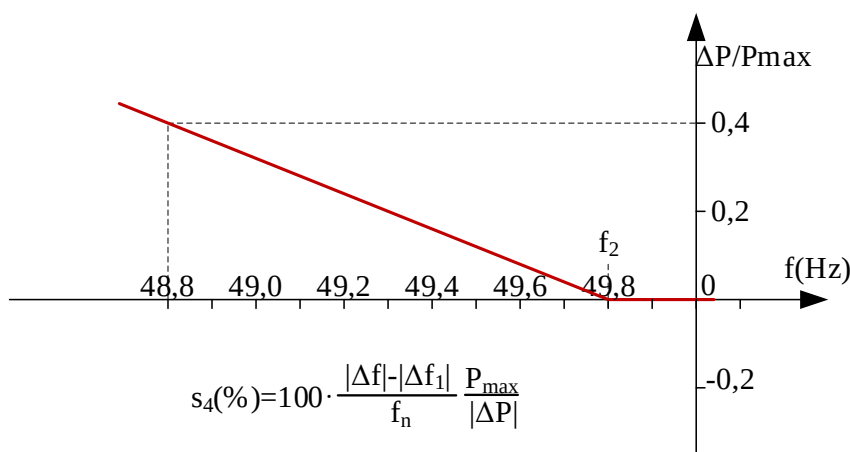
Slika 6.18: Frekvencijski odziv aktivne snage HVDC sistema u LFSM-O-u.

Gdje je:

- $P_{\max}$ je maksimalna prijenosna moć aktivne snage HVDC sistema.

6.4.2.6. Ograničeni frekvencijski osjetljiv način rada – podfrekvencijski (LFSM-U)

- (1) HVDC sistem mora biti sposoban prilagođavati frekvencijski odziv aktivne snage na mreže izmjenične struje tokom uvoza i izvoza u skladu sa sljedećom slikom pri opsegu f_2 od $49,8 \text{ Hz} \leq f_2 \leq 49,5 \text{ Hz}$ i statizmu s_4 koji je prilagodljiv u opsegu 2-12%.
- (2) HVDC sistem mora biti sposoban prilagoditi snagu do nivoa maksimalne prijenosne moći aktivne snage.
- (3) HVDC sistem mora biti sposoban prilagođavati frekvencijski odziv aktivne snage što je tehnički brže izvodljivo uz početno kašnjenje i vrijeme pune aktivacije kako je definirano u tabeli 7.



Slika 6.19: Sposobnost HVDC sistema za frekvencijski odziv aktivne snage u LFSM-U-u.

6.4.2.7. *Regulacija frekvencije*

- (1) Ukoliko NOSBiH odredi, u dogovoru s vlasnikom, HVDC sistem mora biti opremljen nezavisnim regulatorom za moduliranje izlazne aktivne snage HVDC sistema zavisno o frekvencijama na svim mjestima priključenja radi održavanja frekvencije sistema. Način rada, parametri i kriteriji aktiviranja regulacije frekvencije biće definirani s vlasnikom HVDC sistema.

6.4.2.8. *Maksimalni gubitak aktivne snage*

- (1) U zavisnosti od karakteristika HVDC sistema i u dogovoru s vlasnikom, HVDC sistem može biti konfigurisan tako da mu se gubitak aktivne snage injektirane u sinhrono područje ograniči na vrijednost koju odredi NOSBiH. Ako HVDC sistem povezuje dva regulaciona područja, nadležni operatori sistema će usaglasiti vrijednost maksimalnog gubitka injektirane aktivne snage.

6.4.3. *Zahtjevi u pogledu regulacije reaktivne snage i održavanja napona*

6.4.3.1. *Zahtjevi u pogledu napona*

- (1) HVDC sistem mora biti sposobna da ostane priključena na prienosnu mrežu i radi u naponskim rasponima i vremenskim intervalima navedenim u sljedećoj tabeli.

Nazivni napon (kV)	naponski opseg (kV)	naponski opseg (j.v.)	Dužina trajanja rada
400	340 – 380	0,85 – 0,9	60 minuta
	380 - 420	0,9 - 1,05	neograničeno
	420 - 440	1,05 – 1,1	60 minuta
220	187 - 198	0,85 – 0,9	60 minuta
	198 - 245	0,9 - 1,114	neograničeno
	245 - 253	1,114 - 1,15	60 minuta
110	93,5 - 99	0,85 – 0,9	60 minuta
	99 - 123	0,9 – 1,118	neograničeno
	123 – 126,5	1,118 - 1,15	60 minuta

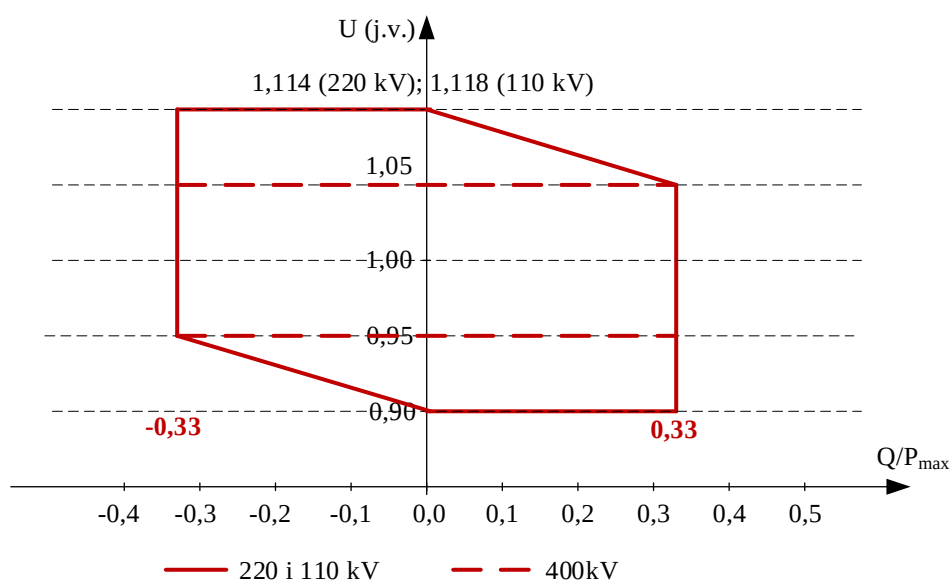
- (2) HVDC sistem mora biti sposobna za automatsko isključenje na mjestu priključenja ukoliko to odredi NOSBiH. Uslovi i podešenja za automatsko isključenje će dogovoriti NOSBiH i vlasnik HVDC sistema.
- (3) Za mjesta priključenja na referentnim naizmjeničnim naponima od 1 pu koja nisu obuhvaćena područjem primjene iz prethodne tabele, NOSBiH u koordinaciji sa susjednim operatorima sistema određuje primjenjive zahtjeve na mjestima priključenja.

6.4.3.2. *Doprinos struji kratkog spoja tokom kvarova*

- (1) Ukoliko je potrebno, NOSBiH u koordinaciji sa susjednim operatorom sistema može odrediti da HVDC sistem mora imati sposobnost osiguranja brze struje kvara na mjestu priključenja u slučaju simetričnih (tropolnih) kvarova. Zahtjev treba da obuhvati sljedeće:
 - način i vrijeme utvrđivanja odstupanja napona, kao i kraj odstupanja napona;
 - karakteristike brze struje kvara;
 - vrijeme i tačnost brze struje kvara, što može imati nekoliko stupnjeva.
- (2) NOSBiH, u koordinaciji s susjednim operatorom sistema, može odrediti zahtjev za injektiranje asimetrične struje u slučaju asimetričnih (jednopolnih ili dvopolnih) kvarova.

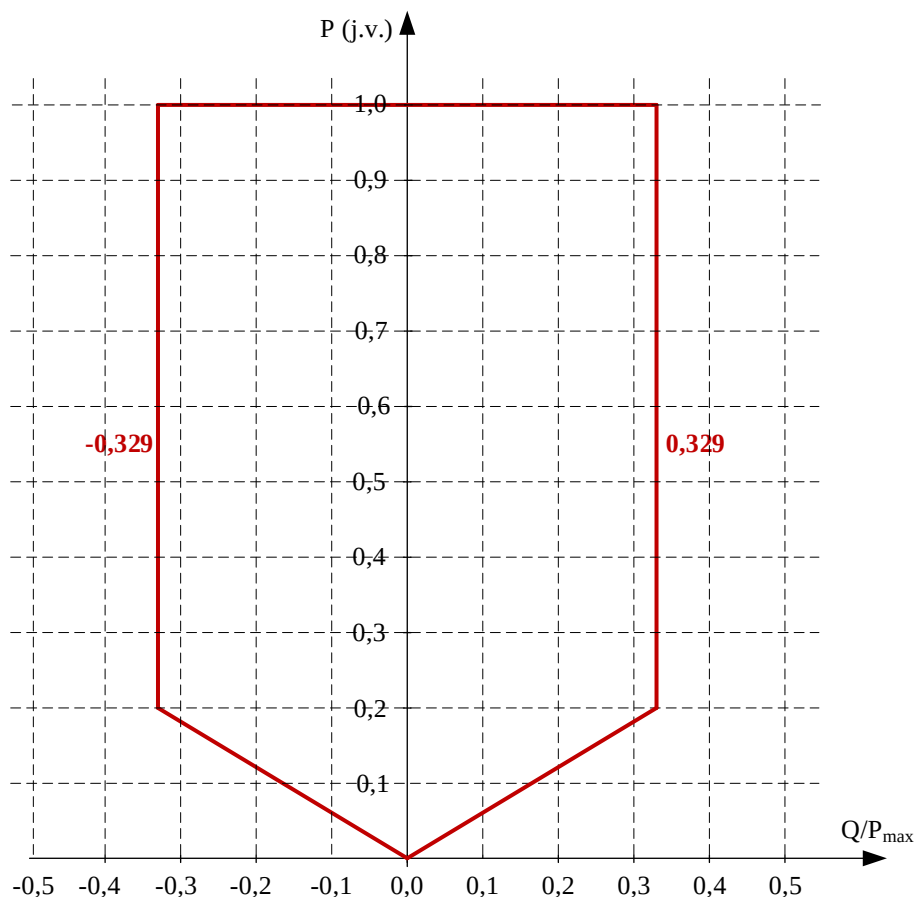
6.4.3.3. Sposobnost proizvodnje reaktivne snage

- (1) HVDC pretvaračka stanica mora biti sposobna osigurati reaktivnu snagu pri svojoj maksimalnoj prijenosnoj moći aktivne snage u skladu sa sljedećom slikom.



Slika 6.20. Karakteristika U - $Q/P_{\max}$ HVDC sistema na mjestu priključenja na prijenosnu mrežu

- (2) HVDC sistem mora biti sposoban da pređe na bilo koju radnu tačku unutar svoje karakteristike U - $Q/P_{\max}$ u periodu od 1 minut nakon primanja naloga od NOSBiH.
- (3) Pri radu na izlaznoj aktivnoj snazi ($P < P_{\max}$) HVDC sistema, HVDC pretvaračka stanica mora biti sposobna raditi u svakoj radnoj tački dijagrama na sljedećoj slici.



Slika 6.21. Karakteristika P-Q/Pmax HVDC sistema na mjestu priključenja na prijenosnu mrežu.

6.4.3.4. Razmjena reaktivne snage s mrežom

- (1) Vlasnik HVDC sistema će osigurati da je reaktivna snaga njegove HVDC sistema na mjestu priključenja ograničena na vrijednosti koje odredi NOSBiH u skladu s dogovorom s vlasnikom i tehničkim karakteristikama HVDC sistema.
- (2) Promjene reaktivne snage prouzročene radom HVDC sistema u režimu regulacije reaktivne snage ne smiju rezultirati naponskim korakom većim od 5% dopuštene vrijednosti na mjestu priključenja.

6.4.3.5. Režim regulacije reaktivne snage

- (1) HVDC sistem mora biti sposobna raditi u najmanje jednom režimu regulacije, u zavisnosti kako to odredi NOSBiH. Režimi su:
 - a) režim regulacije napona;
 - b) režim regulacije reaktivne snage;
 - c) režim regulacije faktora snage.
- (2) HVDC sistem, u svim režimima iz prethodne tačke, mora biti raspoloživa i u režimima bez razmjene aktivne snage.

- (3) Za potrebe režima regulacije napona svaka HVDC sistem mora biti sposobna doprinijeti regulaciji napona na mjestu priključenja iskorištavajući svoje mogućnosti, uz istodobno poštovanje tačaka 6.4.3.3 i 6.4.3.4, u skladu sa sljedećim karakteristikama regulacije:
- a) podešenu vrijednost napona na mjestu priključenja određuje NOSBiH;
 - b) regulacija napona može raditi s mrtvom zonom od 0 - 5% oko podešene vrijednosti. Mrtva zona mora biti prilagodljiva u koracima od 0,5%;
 - c) nakon skokovite promjene napona, HVDC sistem mora biti sposoban:
 - postići 90 % promjene izlazne reaktivne snage u vremenu t_1 . Predložena vrijednost $t_1 = 1s$.
 - stabilizovati se na vrijednosti određenoj radnim nagibom u vremenu t_2 . Predložena vrijednost $t_2 = 10s$. Dopušteno odstupanje statičkog stanja je 5% od maksimalne reaktivne snage.
 - d) regulacija napona promjenom izlazne reaktivne snage kao kombinacije promijenjene podešene vrijednosti napona i dodatne zadate komponente reaktivne snage. Nagib je u opsegu 1-50MVar/s sa korakom 1 MVar/s.
- (4) S obzirom na režim regulacije reaktivne snage, radna tačka se mora moći podesiti u bilo koju tačku radnog dijagrama (tačke 6.4.3.3 i 6.4.3.4 respektivno) u koracima koji nisu viši od 5MVar ili 5 % maksimalne reaktivne snage, u zavisnosti šta je manje.
- (5) Za potrebe režima regulacije faktora snage HVDC sistem mora biti sposobna regulisati faktor snage do ciljane vrijednosti na mjestu priključenja uz poštovanje tačaka 6.4.3.3 i 6.4.3.4. Podešene vrijednosti moraju biti dostupne u koracima 0,01 ciljanog faktora snage.
- (6) NOSBiH će odrediti karakteristike opreme koja je potrebna za daljinsku regulaciju odgovarajućih vrijednosti.

6.4.3.6. Prednost doprinosa aktivne ili reaktivne snage

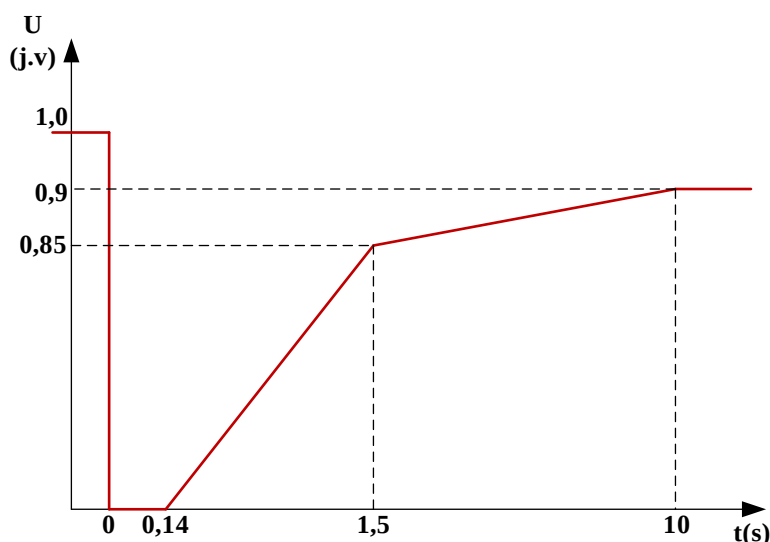
- (1) Doprinos reaktivne snage ima prioritet u toku režima niskih ili visokih napona i tokom kvarova za koje je potrebna sposobnost prolaska kroz stanje kvara.

6.4.3.7. Kvalitet električne energije

- (1) Kvalitet električne energije treba da bude u skladu s tačkom 6.1.1.

6.4.3.8. Sposobnost prolaska kroz stanje kvara

- (1) HVDC sistem mora biti sposoban ostati priključen na mrežu i nastaviti stabilan pogon nakon uspostave elektroenergetskog sistema poslije uklanjanja kvara. FRT kriva, prikazana na sljedećoj slici, izražava donju granicu linijskih napona na mjestu priključenja tokom simetričnog kvara u funkciji vremena prije, u toku i nakon kvara.



Slika 6.22. FRT za HVDC sisteme u tački priključenja na prienosnu mrežu

- (2) Na zahtjev vlasnika HVDC sistema NOSBiH/Elektroprijenos BiH će u toku izrade Elaborata za priključenje na prienosnu mrežu osigurati uslove prije i poslije kvara u vezi s:
 - a) minimalnom dopuštenom snagom kratkog spoja prije kvara na mjestu priključenja;
 - b) radnom tačkom HVDC pretvaračke stanice prije kvara koja je izražena kao izlazna aktivna snaga i izlazna reaktivna snaga na mjestu priključenja te napon na mjestu priključenja; i
 - c) minimalnom dopuštenom snagom kratkog spoja poslije kvara na mjestu priključenja;
- (3) Alternativno, NOSBiH može dati generičke vrijednosti za gore navedene uvjete izvedene iz tipičnih slučajeva.
- (4) NOSBiH, u dogovoru s vlasnikom HVDC sistema i ako je to tehnički izvodivo, može odrediti napone blokiranja (U_{blok}) na mjestima priključenja (preporučena vrijednost je $U_{\text{blok}}=0.7U_n$). Blokiranje znači nastavak priključenosti na mrežu bez doprinosa aktivne i reaktivne snage u što kraćem vremenskom periodu.
- (5) Vlasnik HVDC sistema će podesiti podnaponsku zaštitu na najveće moguće tehničke sposobnosti HVDC pretvaračke stanice.
- (6) Sposobnosti prolaska kroz stanje kvara u slučaju asimetričnih kvarova mora biti u skladu s prethodnom tačkom.

6.4.3.9. Uspostava aktivne snage poslije kvara

- (1) HVDC sistem mora biti u stanju da, nakon eliminisanja kvara, ponovo uspostavi aktivnu snagu koja je bila prije kvara u roku od 200 ms.

6.4.4. Zahtjevi u pogledu regulacije

6.4.4.1. Stavljanje pod napon i sinhronizacija HVDC pretvaračkih stanica

- (1) Tokom stavljanja pod napon ili sinhronizacije HVDC sistema s mrežom izmjenične struje ili tokom povezanosti HVDC pretvaračke stanice pod naponom s HVDC sistemom, HVDC pretvaračka stanica mora imati sposobnost ograničenja promjene napona u stacionarnom stanju do 5% napona prije sinhronizacije. NOSBiH će odrediti maksimalnu veličinu, trajanje i mjerni interval tranzijentnih napona u zavisnosti od tehničke izvedbe HVDC sistema.

6.4.4.2. *Međudjelovanje HVDC sistema ili drugih postrojenja i opreme*

- (1) Ukoliko se nekoliko HVDC pretvaračkih stanica ili drugih postrojenja nalazi na malom električnom razmaku, NOSBiH će, ako je potrebno, pokrenuti izradu studije kojim će se utvrditi eventualni štetni uticaj međudjelovanja i odrediti mjere za ublažavanje.
- (2) Studiju će izraditi vlasnik HVDC sistema koji se priključuje uz učešće svih strana koje NOSBiH/Elektroprenos BiH smatra kao relevantne za pojedino mjesto priključenja.
- (3) Sve strane koje nadležni NOSBiH/Elektroprijenos BiH prepozna kao relevantne za mjesto priključenja, moraju dati sve odgovarajuće podatke i modele neophodne za izradu studije. Podaci i modeli će biti proslijeđeni odgovornoj strani za izradu studije.
- (4) NOSBiH/Elektroprijenos BiH će ocijeniti rezultate studije. Vlasnik HVDC sistema će dostaviti sve odgovarajuće podatke i modele za doradu ili izradu nove studije.
- (5) NOSBiH/Elektroprijenos BiH može odrediti prelazne nivoe radne efikasnosti koji se odnose na događaje za zahvaćene HVDC sisteme kako bi se zaštitila cjelovitost opreme Elektroprijenosa i Korisnika u skladu s odredbama Mrežnog kodeksa.

6.4.4.3. *Sposobnost prigušivanja oscilacija snage*

- (1) HVDC sistem mora biti sposoban pridonositi prigušivanju oscilacija snage u priključenim mrežama izmjenične struje. Frekvencijsko područje oscilacija i regulacioni parametri će biti definirano analizom dinamičke stabilnosti pri izradi Elaborata o priključenju. NOSBiH i vlasnik HVDC sistema će se dogovoriti o izboru regulacionih parametara.

6.4.4.4. *Sposobnost prigušivanja podsinhronog torzijskog međudjelovanja*

- (1) Potreban opseg o podsinhronom torzijskom međudjelovanju i potrebni ulazni parametri, koje treba da osigura vlasnik HVDC sistema će biti definirani u Elaboratu o priključenju u zavisnosti od tehničke izvedbe samog HVDC sistema.

NOSBiH/Elektroprijenos će izvršiti ocjenu rezultata Elaborata.

6.4.4.5. *Karakteristika mreže*

- (1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH će utvrditi proračun najmanje i najveće snage kratkog spoja na mjestima priključenja u toku izrade Elaborata o priključenju.
- (2) HVDC sistem mora biti sposoban raditi unutar opsega snage kratkog spoja i karakteristika mreže koje odredi NOSBiH/Elektroprijenos BiH.

6.4.4.6. *Stabilnost HVDC sistema*

- (1) HVDC sistem mora biti u stanju da održava stabilnost u radnim tačkama s minimalnom promjenom toka aktivne snage i napona tokom i poslije svake planirane ili neplanirane promjene u HVDC sistemu ili mreži izmjenične struje u skladu s tehničkom izvedbom i dogovorom s vlasnikom HVDC sistema.
- (2) Isključenje iz mreže HVDC pretvaračke stanice ne smije prouzrokovati narušavanje graničnih vrijednosti prelaznih pojava. Prolazni kvarovi na VN vodovima u mreži ne smije prouzrokovati isključenje nijednog elementa opreme HVDC sistema iz mreže zbog djelovanja APU na vodovima u mreži.

6.4.5. Zahtjevi u pogledu zaštitnih uređaja i podešenja

6.4.5.1. Planovi i postavke električne zaštite

- (1) NOSBiH/Elektroprijenos BiH i vlasnik HVDC sistema će usaglasiti zaštitne planove i podešenja zaštita radi postizanja selektivnosti.
- (2) Električna zaštita HVDC sistema ima prednost pred pogonskom regulacijom uzimajući u obzir sigurnost sistema, zdravlje i sigurnost radnika i javnosti te ublažavanje štete na HVDC sistemu.

6.4.5.2. Stepen prioriteta zaštite i regulacije

- (1) Plan regulacije, koji je odredio vlasnik HVDC sistema i koji se sastoje od različitih regulacionih režima, uključujući podešenja posebnih parametara, mora se iskoordinirati i dogovoriti sa NOSBiH/Elektroprijenosom BiH.
- (2) S obzirom na stepen prioriteta zaštite i regulacije, vlasnik HVDC sistema će usaglasiti zaštitne i regulacione planove u skladu sa prioritetima kao što su:
 - a) zaštita prijenosne mreže i HVDC sistema;
 - b) regulacija aktivne snage za pružanje pomoći u hitnim slučajevima;
 - c) virtualna inercija, ako je primjenjivo;
 - d) automatske korektivne mjere;
 - e) LFSM;
 - f) frekvencijski osjetljiv način rada i regulacija frekvencije i
 - g) ograničenje gradijenta snage.

6.4.6. Zahtjevi u pogledu ponovne uspostave elektroenergetskog sistema

6.4.6.1. Black start

- (1) NOSBiH može izabrati da HVDC sistem učestvuje u black startu ukoliko postoje tehničke mogućnosti za to.
- (2) HVDC sistem sa sposobnošću *black* starta mora biti u stanju da stavi pod napon sabirnicu izmjenične TS na koju je druga pretvaračka stanica priključena u roku koji odredi NOSBiH. HVDC sistem mora

biti u stanju da se sinhronizuje na prijenosnu mrežu u definiranim frekvencijskim i naponskim granicama.

- (3) Kapacitet i raspoloživost i operativni postupak *black* starta će biti predmet dogovora s vlasnikom HVDC sistema.

6.4.7. Zahtjevi za jednosmjernno priključene EEP module

- (1) Zahtjevi koji se primjenjuju na HVDC tačkama razgraničenja jednosmjernno priključenog EEP modula i HVDC sistema nisu primjenljivi za regulaciono područje BiH.

6.4.8. Razmjena informacija i koordinacija

6.4.8.1. Pogon HVDC sistema

- (1) Svaka HVDC pretvaračka jedinica mora biti opremljena automatskim regulatorom koji može primati naloge NOSBiH-a. Automatski regulator mora biti u stanju koordinisano upravljati HVDC pretvaračkim jedinicama HVDC sistema. NOSBiH će odrediti hijerarhiju automatskog regulatora za HVDC pretvaračku jedinicu.

- (2) Automatski regulator HVDC sistema može slati sljedeće vrste signala:

a) pogonske signale:

- signali za pokretanje;
- mjerenja izmjeničnog i jednosmjernnog napona;
- mjerenja izmjenične i jednosmjernne struje;
- mjerenja aktivne i reaktivne snage na izmjeničnoj strani;
- mjerenja snage jednosmjernne struje;
- pogon na razini HVDC pretvaračke jedinice u HVDC pretvaraču višepolnog tipa;
- stanje elemenata i topologije i
- opsezi aktivne snage u frekvencijsko osjetljivom načinu rada, LFSM-O-u i LFSM-U-u;

b) alarmne signale:

- blokiranje u hitnoj situaciji;
- blokiranje kontinuirane promjene;
- brza promjena smjera aktivne snage.

- (3) Automatski regulator može primati sljedeće vrste signala:

a) pogonske signale kojima se primaju:

- naredba za pokretanje;
- podešene vrijednosti aktivne snage;
- postavke frekvencijsko osjetljivog načina rada;
- podešene vrijednosti reaktivne snage, napona i sl.;

- režimi regulacije reaktivne snage;
- regulacija prigušivanja oscilacija snage i
- virtualna inercija;

b) alarmne signale kojima se primaju:

- naredba za blokiranje u hitnoj situaciji;
- naredba za blokiranje kontinuirane promjene;
- smjer toka aktivne snage; i
- naredba za brzu promjenu smjera aktivne snage.

(4) NOSBiH može odrediti kvalitet za svaki od navedenih signala.

6.4.8.2. Parametri i podešenja

(1) Vlasnik HVDC sistema i NOSBiH će dogovoriti parametre, podešenja i hijerarhiju glavnih regulacionih funkcija HVDC sistema. Glavne regulacione funkcije obuhvataju:

- a) virtualnu inerciju, ako je primjenjivo;
- b) frekvencijski osjetljivi načini rada (FSM, LFSM-O, LFSM-U);
- c) regulacija frekvencije, ako je primjenjivo;
- d) režim regulacije reaktivne snage;
- e) sposobnost prigušivanja oscilacija;
- f) sposobnost prigušivanja podsinkronog torzijskog međudjelovanja.

6.4.8.3. Registracija i praćenje kvarova

(1) HVDC sistem mora raspolagati opremom za registraciju kvarova i praćenje dinamičkog ponašanja sistema. Za ove potrebe mjeriće se:

- a) izmjenični i jednosmjerni napon i struja;
- b) aktivna i reaktivna snaga;
- c) frekvencija.

(2) Karakteristike opreme za registraciju kvarova, uključujući analogne i digitalne kanale, podešenja, kriterije aktivacije i brzine uzorkovanja, dogovaraju vlasnik HVDC sistema i NOSBiH/Elektroprijenos BiH.

6.4.8.4. Simulacioni modeli

(1) Simulacioni modeli odražavaju ponašanje HVDC sistema u stacionarnom i dinamičkom stanju i dostavljaju se na zahtjev NOSBiH u definiranom formatu.

(2) Dinamički model treba da sadrži:

- a) modele HVDC pretvaračke jedinice;

- b) modele komponente izmjeničnog sistema;
- c) modele jednosmjerne mreže;
- d) regulator napona i snage;
- e) posebne regulacione zahtjeve, ako je primjenjivo, npr. funkciju prigušivanja oscilacija snage, regulaciju podsinkronog torzijskog međudjelovanja;
- f) višeterminalsku regulaciju, ako je primjenjivo;
- g) modele zaštite HVDC sistema kako je dogovoreno između NOSBiH/Elektroprijenos BiH i vlasnika HVDC sistema.

7. Operativni kodeks

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

7.1. Planiranje

7.1.1. 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 ODS i kupac priključen na prijenosnu mrežu 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 ODS i kupac priključen na prijenosnu mrežu 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 ODSa i Direktno priključenih kupaca;
 - Svaki ODS će dostaviti zbirne mjesečne podatke o planiranoj proizvodnji jedinica spojenih na distributivni sistem;
 - U svojim predviđanjima svaki ODS 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.

7.1.2. 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.

7.1.2.1. 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 definiranih 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 definiran 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 ODSa, u slučajevima kada takve promjene utiču samo na tog ODSa;
 - 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.

7.1.2.2. *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.

7.1.2.3. *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.

7.1.2.4. *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.

7.1.2.5. *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 predložiti 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 ODS-u/Korisniku, NOSBiH ili Elektroprijenos BiH tog ODS-a/Korisnika trebaju obavijestiti o razlozima i prvim procjenama trajanja ispada.

7.1.3. Dnevni rasporedi

- (1) Način unosa, izmjena i odobravanje dnevnog rasporeda je definiran u Uputstvu za dostavljanje i izmjene dnevnih rasporeda (www.nosbih.ba).
- (2) 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.
- (3) 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.

7.1.4. Kratkoročna i srednjeročna adekvatnost, D2CF modeli

- (1) NOSBiH na temelju dostavljenih planova izrađuje pojedinačne modele mreže za scenarije u skladu sa ENTSO-E pravilima
- (2) U skladu s Procedurama za kritične mrežne situacije (www.nosbih.ba) 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, raspoloživost proizvodnih modula i njihove raspoložive proizvodnje za narednih sedam dana zbog izrade dokumenata o raspoloživoj adekvatnosti.

7.1.5. D2CF i IDCF modeli

- (1) U skladu s Procedurama za kritične mrežne situacije (www.nosbih.ba) korisnici su obavezni da:
 - svakodnevno dostavljaju 24-satni program proizvodnje i potrošnje za dan unaprijed (D-1) zbog izrade 24 individualna modela za dan unaprijed (D2CF),
 - dostavljaju izmjenjeni program proizvodnje i potrošnje u unutardnevnim aktivnostima (D) zbog izrade individualnih modela za dan D (IDCF).

7.1.6. Upravljanje zagušenjima

- (1) NOSBiH u suradnji sa susjednim operatorima sistema i subjektima za koordinirani proračun prijenosnih kapaciteta utvrđuje i objavljuje vrijednosti raspoloživih prekozonskih kapaciteta.
- (2) Pristup koji se upotrebljava u zajedničkoj metodologiji proračuna kapaciteta može biti pristup baziran na koordinisanom neto prijenosnom kapacitetu ili pristup baziran na tokovima snaga.
- (3) NOSBiH u saradnji sa susjednim operatorima sistema definira pravila za dodjelu i korištenje prekozonskih kapaciteta.
- (4) 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.
- (5) Kako bi osigurao integritet i sigurnost EES-a, NOSBiH, uz pravovremeno obavještenje i naknadno pismeno obrazloženje, ima pravo da ograniči ili potpuno prekine sve uvoze/izvoze koji doprinose neočekivanom mrežnom zagušenju.
- (6) U slučaju pojave unutrašnjih zagušenja, u cilju osiguranja integriteta i sigurnosti EES-a, NOSBiH ima pravo da uradi redispečiranje proizvodnje.
- (7) Informacije vezane za upravljanje zagušenjima se objavljuju na www.nosbih.ba.

7.2. 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:
 - a) manipulacije komutacionom opremom na prijenosnoj mreži;
 - b) angažovanje pomoćnih usluga;

- c) uključivanje/isključivanje i regulaciju opreme za reaktivnu kompenzaciju (kapaciteta/reaktora/SVC-a/promjena postavke preklopke transformatora);
 - d) za održavanje napona promjenom režima proizvodnje reaktivne snage generatora;
 - e) 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.

7.2.1. 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 (www.nosbih.ba).

7.2.1.1. Primarna regulacija (FCR - 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.
- (3) Pružanje usluge primarne regulacije i monitoring je definiran u Procedurama za pomoćne usluge (www.nosbih.ba).
- (4) Svaka proizvodna jedinica (tj. turbogeneratori i hidroagregati), priključena na prijenosnu mrežu, mora biti opremljena turbinskim regulatorima koji imaju mogućnost automatske regulacije brzine obrtanja.

7.2.1.2. Sekundarna regulacija (aFRR – Automatski proces obnove frekvencije)

- (1) Zadaci obnove frekvencije su:
- a) ostvarivanje utvrđenog programa razmjene snage između sistema BiH i susjednih sistema u interkonekciji,
 - b) preuzimanje regulacije frekvencije od aktivirane FCR te njeno obnavljanje,
 - c) 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.

7.2.1.3. Tercijerna regulacija (mFRR – Ručni proces obnove frekvencije)

- (1) Ručna FRR se angažuje dispečerskim nalogom ili softverskom aktivacijom u skladu s Procedurama za pomoćne usluge.
- (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.

7.2.1.4. Zamjenska rezerva (RR)

- (1) Zamjenska rezerva se angažuje dispečerskim nalogom za ponovnu uspostavu ili održavanje zahtijevanog nivoa FRR-a radi spremnosti na dodatne neravnoteže u sistemu uključujući proizvodnu rezervu.
- (2) NOSBiH će u skladu sa stanjem na balansnom tržištu donijeti odluku o potrebnom uključenju RR u balansni mehanizam.
- (3) Dimenzionisanje, karakteristike i angažovanje zamjenske rezerve vrši se u skladu s Procedurama za pomoćne usluge (www.nosbih.ba).

7.2.2. 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 definirane u [Prilogu 1. Tabela 2.](#)
- (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 definiranih granica.

7.2.3. Sigurnost rada prijenosnog sistema

- (1) U slučajevima narušavanja sigurnosti snabdijevanja električnom energijom krajnjih kupaca ili sigurnosti rada prijenosnog sistema, internih zagušenja u EES-u ili nekog drugog poremećaja, NOSBiH može korigovati/limitirati proizvodnju električne energije proizvodnog modula. Vlasnik proizvodnog modula je obavezan da omogući rad proizvodnog modula u bilo kojoj tački pogonskog dijagrama.
- (2) U slučaju korekcije proizvodnje električne energije proizvodnog modula, DC NOSBiH će evidentirati period u kojem je korigovao proizvodnju, iznos korigovane energije, kao i razlog za korekciju. Evidentirana energija obračunava se u skladu sa Tržišnim pravilima.

7.2.4. Dispečerski nalozi, upute i 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.
- (9) Detaljni opis se nalazi u Pravilniku o radu DC NOSBiH (www.nosbih.ba).

8. Kodeks mjera u nepredviđenim situacijama

- (1) Ovaj kodeks se primjenjuje na NOSBiH, Elektroprijenos BiH, ODS 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.

8.1. Plan odbrane od poremećaja

8.1.1. Kontrola potrošnje

- (1) ODS i kupci priključeni na prijenosnu mrežu 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.

8.1.1.1. Metode kontrole potrošnje

- (1) Kontrola potrošnje uključuje:
 - a) redukciju napona koju inicira NOSBiH
 - b) smanjenje opterećenja koje inicira NOSBiH
 - c) automatsko podfrekvencijsko rasterećenje
 - d) havarijsko ručno rasterećenje.
- (2) NOSBiH će sa ODS i kupcima priključenim na prijenosnu mrežu dogovoriti sve detalje vezane za kontrolirano rasterećenje potrošnje smanjenjem napona i/ili djelimičnim ili potpunim isključenjem Korisnika sa mreže.

8.1.1.2. Redukcija napona Korisnika

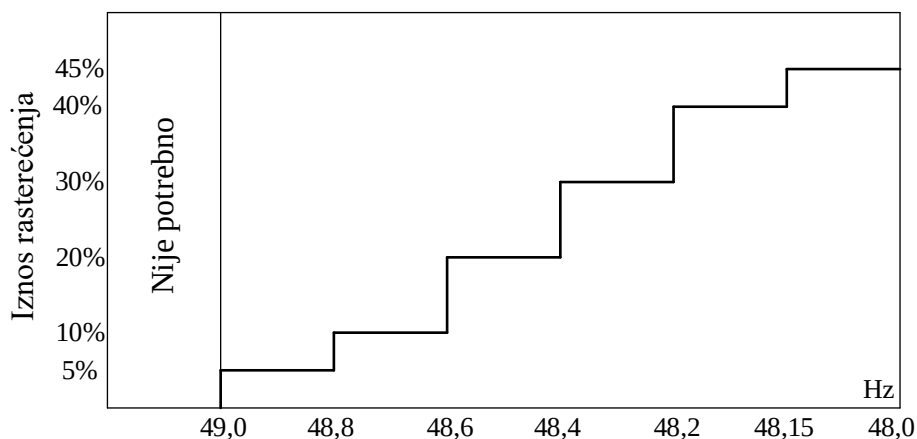
- (1) U slučaju opasnosti od pojave naponskog kolapsa NOSBiH će, zajedno sa Elektroprijenosom BiH, ODS i Korisnicima mreže, aktivirati mjere redukcije napona na naponskim nivoima napajanja Korisnika do pet procenata (5%). U takvim slučajevima NOSBiH će Elektroprijenosu BiH davati naloge za promjenu položaja 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.

8.1.1.3. 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 ODS 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.

8.1.1.4. Automatsko podfrekvencijsko rasterećenje

- (1) ODS i kupci priključeni na prijenosnu mrežu obavezni su pripremiti i realizovati planove podfrekventne zaštite koji sadrže raspored potrošača prema stepenu njihovog prioriteta, tehnološkim karakteristikama i snazi. Automatsko podfrekvencijsko 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 podfrekvencijskog rasterećenja EES-a BiH mora biti usklađen sa Općim planom automatskog podfrekvencijskog 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 podfrekvencijskog 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 vrijeme isključenja je 150 ms nakon pada frekvencije ispod podešene vrijednosti.
 - 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 $49,2 \text{ Hz} < \text{frekvencija} < 49,8 \text{ Hz}$, onda je kašnjenje $\leq 10 \text{ s}$.
 - Ako je $\text{frekvencija} \leq 49,2 \text{ Hz}$, onda je kašnjenje $= 0 \text{ s}$.
 - Ispod 49,2 Hz sve pumpe treba da budu isključene.



Slika 8.1. Opsezi podešenja releja podfrekventne zaštite

- (2) Procenat automatskog rasterećenja odnosi se na vršnu snagu ODS i kupca priključenog na prijenosnu mrežu u prethodnoj godini. Elektroprijenos BiH, te ODS i kupci priključeni na prijenosnu mrežu, će NOSBiH godišnje izvještavati o lokaciji podfrekventnog releja te o ukupnom očekivanom smanjenju potrošnje koje je moguće postići za svako distributivno čvorište.
- (3) Ažuriranje plana automatskog frekvencijskog rasterećenja će se raditi svake dvije (2) godine.

8.1.1.5. Automatsko nadfrekvencijsko rasterećenje

- (1) Automatsko nadfrekvencijsko rasterećenje treba da obezbijedi automatsko smanjenje proizvodnje aktivne snage koja se injektira u EES. U dogovoru sa ostalim operatorima prijenosnog 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.

8.1.1.6. 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 ODS-a ili Elektroprijenosa BiH može zahtijevati havarijsko ručno isključenje opterećenja u pojedinim dijelovima sistema ili cijelog postrojenja. Elektroprijenos BiH i ODS su odgovorni za realizaciju naloga NOSBiH-a.

8.1.2. 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.

8.1.3. 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.

8.2. Obnova rada sistema nakon raspada

8.2.1. 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.

8.2.1.2. *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 od 5 godina, 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).

8.2.1.3. *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.

8.3. 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.

9. Kodeks mjerenja

- (1) Kodeks mjerenja se primjenjuje na NOSBiH, Elektroprijenos BiH, ODS 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.

9.1. 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 energetske veličine 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.

9.2. Definiranje tačaka i parametara mjerenja

9.2.1. Definiranje 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 ODS ima i za sve tačke mjerenja između Korisnika i Elektroprijenosa BiH koje se nalaze u objektima Elektroprijenosa, 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.

9.2.2. 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.

9.2.2.1. 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%

9.2.2.2. 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.

9.3. 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.).

9.3.1. Mjerni transformatori

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

9.3.2. 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.

9.3.3. 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 očitavanje 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.

9.3.4. 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.

9.3.5. 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.

9.4. 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 Elektroprijenos BiH.

9.4.1. 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.

9.4.2. Mjerni transformatori

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

9.4.3. Uređaji za čuvanje podataka

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

9.5. Greške mjerenja (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:
 - a) U roku od 24 sata obavijestit će stranu odgovornu za mjerenje.
 - b) Kada bude neophodno naložit će lokalno sakupljanje podataka mjerenja.
 - c) Strani odgovornoj za mjerenje naložit će da istraži i otkloni problem.
- (2) NOSBiH će sa Elektroprijenosom BiH, Korisnikom i ODS-om usaglasiti način korekcije greške.

9.6. Registar mjerenja

- (1) Svrha Registra mjerenja je registracija tačaka mjerenja sa odgovarajućim formulama za obračun energetske veličine u OMM za sve ODS-ove 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 ODS/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.

9.7. 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, ODSi i Korisnici obavezni su dati NOSBiH-u sve informacije kojima raspolažu i koje su bitne sa aspekta procjene validnosti i zamjene pogrešnih podataka.

9.7.1. 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.

9.7.2. 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.

9.7.3. 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.

10. Opći uslovi

10.1. ENTSO-E neobavezujuće smjernice

10.1.1. 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.

10.1.2. 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 energetske 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, ODSi 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.

10.2. 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.

10.3. 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.

10.4. 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.

10.5. 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.

10.6. Procedura pravljenja izuzetaka

- (1) Ukoliko Korisnik, ODS ili Elektroprijenos BiH, nije ili neće biti u mogućnosti da ispunji neku odredbu Mrežnog kodeksa, on će o tome izvijestiti 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 ODS 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 ODS 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 ODS 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.

10.7. 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.

10.8. 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.

11. Prilog 1.

Tabela 1. Frekvencijski opseg i dužina trajanja pogona

Frekvencijsko područje	Dužina trajanja rada
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minuta
48,5 Hz – 49,0 Hz	30 minuta
49,0 Hz – 51,0 Hz	Neograničeno
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuta

Tabela 2. Naponski opseg i dužina trajanja pogona

Nazivni napon (kV)	naponski opseg (kV)	naponski opseg (j.v.)	Dužina trajanja rada
400	340 – 380	0,85 – 0,95	60 minuta
	380 - 420	0,95 - 1,05	neograničeno
	420 - 440	1,05 – 1,1	60 minuta
220	187 - 198	0,85 – 0,9	60 minuta
	198 - 245	0,9 - 1,114	neograničeno
	245 - 253	1,114 - 1,15	60 minuta
110	93,5 - 99	0,85 – 0,9	60 minuta
	99 - 123	0,9 – 1,118	neograničeno
	123 – 126,5	1,118 - 1,15	60 minuta

12. Prilog 2.

12.1. 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

12.2. 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 trofaznog kratkog spoja (kA)
 - nazivna prekidna struja jednofaznog 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 definira NOSBiH.
- (7) Podaci o potrošnji
- Korisnik je obavezan dostaviti:
- podatke o trenutnoj i predviđenoj potrošnji kao što je navedeno u (12.1);
 - podatke o mogućoj redukciji potrošnje (MW i MVar), trajanju u satima, kao i dopušteni broj redukcija u godini.
- (8) Podaci o 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 njoj 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 jednofaznu šemu vlastite potrošnje sa opisom osnovnog i rezervnog napajanja.
- (10) Parametri elektrana:
- 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 jednosmjernne komponente struje kratkog spoja statorskog namotaja, T_a
- otpor statora
- statorska rasipna reaktansa
- konstanta inercije rotirajućih masa (MWs/MVA)
- nazivna struja uzbude
- nominalni napon pobude
- pogonski dijagram 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.