



ENTI RREGULLATOR I ENERGJISË

BORDI

VENDIM

Nr. 32, Datë 28.02.2019

MBI

**MIRATIMIN E “PROPOZIMIT TË TË GJITHË OST-VE PËR NJË METODOLOGJI
PËR KOORDINIMIN E ANALIZAVE TË
SIGURISË SË OPERIMIT NË PËRPTHJE ME NENIN 75 TË RREGULLORES SË
KOMISIONIT TË BASHKIMIT EVROPIAN (BE) 2017/1485 TË DATËS 2 GUSHT
2017, QË PËRCAKTON NJË UDHËZUES MBI OPERIMIN E SISTEMIT TË
TRANSMETIMIT TË ENERJISË ELEKTRIKE”**

Në mbështetje të nenit 7, nenit 16, nenit 53 dhe nenit 63 të Ligjit nr. 43/2015 “Për Sektorin e Energjisë Elektrike” i ndryshuar, nenit 75 të “Rregullores së Komisionit (BE) 2017/1485, të datës 2 Gusht 2017, nenit 26 të “Rregullores për Organizimin, Funksionimin dhe Procedurave të ERE-s”, miratuar me Vendimin të Bordit të ERE-s, nr. 96, datë 17.06.2016, Bordi i Entit Rregullator të Energjisë, në mbledhjen e tij të datës 28.02.2019, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoritë Teknike, për miratimin e propozimit të të gjitha OST-ve për një metodologji për koordinimin e analizave të sigurisë së operimit në përputhje me nenin 75 të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485 të datës 2 Gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike,

Konstatoi se:

- Shoqëria “OST” sh.a. me shkresën nr. 7997 Prot., datë 20.11.2018, ka përcjellë në ERE për miratim “Propozimet e të gjithë OST-ve për një metodologji për koordinimin e analizave të sigurisë së operimit në përputhje me nenin 75 të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485 të datës 2 Gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike”.
- ERE me Vendimin e Bordit nr. 253, datë 11.12.2018, filloi procedurën për miratimin e “Propozimit të të gjithë OST-ve për një metodologji për koordinimin e analizave të sigurisë së operimit në përputhje me nenin 75 të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485 të datës 2 Gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike”.
- ERE në vijim të kësaj vendimmarrje dhe në zbatim të nenit 26, pikat 3 dhe 5 të “Rregullores për Organizimin, Funksionimin dhe Procedurat e ERE-s”, miratuar me Vendimin të Bordit të ERE-s, nr. 96, datë 17.06.2016, me shkresën nr.30/2 Prot., datë 06.02.2019, publikoi në median e shkruar njoftimin për fillimin e kësaj procedure dhe me shkresën nr. 35/2 Prot., datë 28.01.2019, ka njoftuar këtë vendim pranë palëve të

interesit, nga ku rezultoi që nuk kishte ndonjë koment apo opinion nga palët e interesuara.

- Kjo vendimmarrje është në zbatim të dispozitave të Ligjit nr. 43/2015 “Për Sektorin e Energjisë Elektrike” i ndryshuar, përkatësisht nenit 56 dhe nenit 63, si dhe në përmbushje të detyrimeve të përcaktuara në “Kodin e Transmetimit”, të miratuar me Vendimin e Bordit të ERE-s nr. 186, datë 10.11.2017, përkatësisht neni 68 të "Metodologjisë për Koordinimin e Analizave të Sigurisë".
- Propozimet e të gjithë OST-ve për një metodologji për koordinimin e analizave të sigurisë së operimit, janë në përputhje me nenin 75 të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 Gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike", si dhe dokumentin mbështetës mbi mënyrën e zbatimit të këtij propozimi, të përkthyer në shqip nga “OST” sha,

Për gjithë sa më sipër, Bordi i ERE-s,

Vendosi:

1. Të miratojë “Propozimet e të gjithë OST-ve për një metodologji për koordinimin e analizave të sigurisë së operimit në përputhje me nenin 75 të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485 të datës 2 Gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike”.
2. Versioni në gjuhën e origjinës (anglisht), ka përparësi në rast mosdakordësie nga palët në interpretim të versionit shqip.
3. Drejtoria Juridike dhe e Mbrojtjes së Konsumatorit, të njoftojë palët e interesit për Vendimin e Bordit të ERE-s.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë.

Ky vendim botohet në Fletoren Zyrtare.

Ky vendim mund të ankimohet në Gjykatën Administrative Tiranë, brenda 30 ditëve kalendarike nga botimi në Fletoren Zyrtare.

KRYETARI
Petrit AHMETI

NË MUNGESË DHE ME AUTORIZIM
ANËTARE E BORDIT
ERJOLA SADUSHI

Propozimet e të gjithë OST-ve për një metodologji për koordinimin e analizave të sigurisë së operimit në përputhje me Nenin 75 të Rregullores së Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 2 gusht 2017, që përcakton një udhëzues mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

Ky dokument, i ofruar nga të gjithë Operatorët e Sistemit të Transmisionit (OST), është propozimi i të gjithë OST-ve për metodologjinë e koordinimit të analizës të sigurisë së operimit në përputhje me nenin 75 të Rregullores së Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 2 gusht 2017 për krijimin e një udhëzuesi për operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

Të gjithë OST-të, duke marrë parasysh sa vijon:

Ndërkohë:

1. Ky dokument është një propozim i përbashkët i zhvilluar nga të gjithë Operatorët e Sistemit të Transmetimit (më poshtë referuar si "OST-të") në lidhje me zhvillimin e një propozimi për një Metodologji për koordinimin e analizës së sigurisë së operimit (në vijim referuar si "Propozimi i CSA-së" ose "Metodologjia").
2. Kjo metodologji merr parasysh parimet dhe qëllimet e përgjithshme të përcaktuara në Rregulloren e Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 2 gusht 2017 për krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike (në vijim referuar si: "SO GL") si dhe 2015/1222 për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e konxhestionit (në vijim referuar si "Rregullorja 2015/1222") dhe Rregullorja (KE) Nr 714/2009 e Parlamentit Evropian dhe e Këshillit të datës 13 korrik 2009 mbi kushtet për aksesin në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike (më poshtë referuar si "Rregullorja (KE) Nr 714/2009"). Qëllimi i SO GL është të mbrojë sigurinë e operimit, cilësinë e frekuencës dhe përdorimin eficient të sistemit të interkonektuar dhe burimeve. Për të lehtësuar këto synime, është e nevojshme të përmirësohet standartizimi i analizës së sigurisë së operimit të paktën për zonën sinkrone. Standartizimi do të arrihet përmes një metodologjie të përbashkët për koordinimin e analizës së sigurisë operative.

Neni 75 i SO GL përbën bazën ligjore për Propozimin e CSA-së dhe përcakton disa kërkesa specifike që duhet të përfshijnë të paktën: (a) metodat për vlerësimin e ndikimit të elementeve të sistemit të transmetimit dhe SGU-ve të vendosura jashtë zonës së kontrollit të OST-së në mënyrë që të identifikohen ata elementë të përfshirë në zonën e vëzhgimit të OST dhe pragjet e ndikimit të kontigjencave mbi të cilat kontigjencat e këtyre elementeve përbëjnë kontigjenca të jashtme; (b) parimet për vlerësimin e përbashkët të riskut, duke mbuluar të paktën, rastet e kontigjencave të referuara në nenin 33: (i) probabiliteti i lidhur; (ii) mbingarkesat e pranueshme kalimtare; dhe (iii) ndikimi i kontigjencave; (c) parimet për vlerësimin dhe trajtimin e paqartësive të gjenerimit dhe ngarkesës, duke marrë parasysh një kufi besueshmërie në përputhje me Nenin 22 të Rregullores (EU) 2015/1222; (d) kërkesat për koordinimin dhe shkëmbimin e informacionit midis koordinatorëve të sigurisë rajonale në lidhje me detyrat e renditura në nenin 77 (3); (e) roli i ENTSO për Energjinë Elektrike në qeverisjen e mjeteve të përbashkëta, përmirësimin e rregullave të cilësisë së të dhënave, monitorimin e metodologjisë për analizën e koordinuar të sigurisë së operimit dhe dispozitave të përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë së operimit në secilin rajon të llogaritjes së kapaciteteve.

3. Duke marrë parasysh nevojat efektive për standartizim, Propozimi i CSA-së gjithashtu përmban dispozita: (i) të identifikojë veprimet korrigjuese që duhen të jenë të koordinuara midis OST-ve dhe të lehtësojë koordinimin eficient të veprimeve korrigjuese në nivel rajonal në përputhje me metodologjinë rajonale që do të zhvillohet më vonë nga të gjitha OST-të e një rajoni të llogaritjes së kapaciteteve sipas Nenit 76 (1) (b) të SO GL; (ii) të sigurojë realizimin eficient të analizave të sigurisë së operimit për afate kohore të ndryshme sipas neneve 72 deri 74 të SO GL; dhe (iii) të sigurojë zbatimin eficient dhe në

kohë i vlerësimit të relevancës së aseteve të koordinimit të ndërprerjeve në përputhje me metodologjinë sipas nenit 84 të SO GL dhe koordinimin e nevojshëm të saj me metodën e llogaritjes së influencës së përbashkët sipas nenit 75 (1) (a) të SO GL.

4. Në përputhje me Nenin 84 (3) të SO GL, dispozitat e Propozimit të CSA-së, në lidhje me përkufizimin e metodës së llogaritjes së influencës së përbashkët në pajtim me nenin 75 (1) (a), janë të përafuara me metodën e llogaritjes së influencës së përbashkët të përcaktuar në propozimin e metodologjisë për Vlerësimin e Aseteve të Koordinimit të Ndërprerjeve e zhvilluar sipas Nenit 84 (1) të SO GL.
5. Referuar Nenit 6 (6) të SO GL, duhet të përshkruhet impakti i prituri i Propozimit të CSA-së mbi objektivin e SO GL, siç është paraqitur në vijim. Propozimi i CSA-së përgjithësisht kontribuon në arritjen e objektivave të SO GL. Në veçanti, Propozimi i CSA-së shërben si objektiv i ruajtjes së sigurisë së operimit në të gjithë Unionin, veçanërisht koordinimi i operimit të sistemit dhe planifikimit të operimit; transparenca dhe besueshmëria e informacionit mbi operimin e sistemit të transmetimit; dhe operimi eficient i sistemit të transmetimit të energjisë elektrike në Unionin.
6. Për më tepër, Propozimi i CSA-së siguron zbatimin e parimeve të proporcionalitetit dhe mosdiskriminimit; transparencës; optimizimit midis efikasitetit të përgjithshme më të lartë dhe kostos totale më të ulët për të gjithë palët e përfshira; dhe përdorimin e mekanizmave të bazuara në treg sa më shumë të jetë e mundur, për të siguruar sigurinë dhe qëndrueshmërinë e rrjetit.
7. Në përfundim, Propozimi i CSA-së do të kontribuojë në objektivat e përgjithshme të SO GL në dobi të të gjitha OST-ve, Agjencisë, autoriteteve rregullatore dhe pjesëmarrësve të tregut

Në vijim parashtrohet Propozimi i CSA-së për të gjitha autoritetet rregullatore.

PJESA I

Dispozita të përgjithshme

Neni 1

Lënda dhe qëllimi

1. Metodologjia e përshkruar në këtë propozim është propozimi i përbashkët i të gjitha OST-ve në përputhje me Nenin 75 të SO GL.
2. Kjo metodologji do të mbulojë koordinimin e analizës së sigurisë së operimit në nivel Evropian dhe zbatohet për të gjitha OST-të, RSC-të, OSSh-të, OSMSH-të dhe SGU-të siç përcaktohet në Nenin 2 të SO GL.
3. OST-të nga juridiksionet jashtë zonës së përmendur në Nenin 2 (2) të SO GL mund të marrin pjesë në koordinimin e analizës së sigurisë së operimit në baza vullnetare, me kusht që:
 - a) për ta bërë këtë të jetë teknikisht e realizueshme dhe në përputhje me kërkesat e SO GL;
 - b) ata bien dakord se do të kenë të njëjtat të drejta dhe përgjegjësi në lidhje me koordinimin e analizës së sigurisë së operimit si OST-të e përmendura në paragrafin 2;
 - c) ata pranojnë çdo kusht tjetër që lidhet me natyrën vullnetare të pjesëmarrjes së tyre në koordinimin e analizës së sigurisë së operimit që OST-të e përmendur në paragrafin 2 mund të vendosin;
 - d) OST-të e përmendura në paragrafin 2 kanë lidhur një marrëveshje që rregullon kushtet e

pjesëmarrjes vullnetare me OST-të e përmendura në këtë paragraf;

- e) Pasi OST-të që marrin pjesë në koordinimin e analizave të sigurisë së operimit në baza vullnetare kanë demonstruar pajtueshmëri objektive me kërkesat e përcaktuara në (a), (b), (c) dhe (d), dhe OST-të e përmendura në paragrafin 2 pasi të kenë kontrolluar që kriteret në (a), (b), (c) dhe (d) janë plotësuar, miratojnë një aplikim nga OST që dëshiron të marrë pjesë në baza vullnetare në përputhje me procedurën e përcaktuar në nenin 5 (3) të SO GL
4. OST-të e përmendura në paragrafin 2 do të monitorojnë nëse OST-të që marrin pjesë në koordinimin e analizës së sigurisë së operimit në baza vullnetare në përputhje me paragrafin 3, i respektojnë detyrat e tyre. Nëse një OST që merr pjesë në koordinimin e analizës së sigurisë së operimit sipas paragrafit 3 nuk i respekton detyrat e tij thelbësore në një mënyrë që rrezikon ndjeshëm zbatimin dhe funksionimin e SO GL, OST-të e referuara në paragrafin 2 do të ndërpresin pjesëmarrjen vullnetare të OST-së në procesin e koordinimit të analizës së sigurisë së operimit në përputhje me procedurën e përcaktuar në nenin 5 (3) të SO GL.

Neni 2

Përkufizimet dhe interpretimi

1. Për qëllimet e këtij propozimi, termat e përdorur do të kenë kuptimin e përkufizimeve të përfshira në nenin 3 të SO GL, nenit 2 të Rregullores 2015/1222 dhe pikat e tjera të legjislacionit të referuar. Përveç tyre, do të përdoren edhe përkufizimet më poshtë:

“Ngarkesë referencë” nënkupton ngarkesën mesatare të përcaktuar si energjia totale e konsumit në zonën e kontrollit e pjestuar me numrin e orëve që përbëjnë vitin.

“Faktori i rritjes së ngjarjes së përhershme” nënkupton një faktor që shpjegon një rritje të përhershme të probabilitetit të ndodhjes së një kontigjence të jashtëzakonshme.

“Faktori i rritjes së ngjarjes së përkohshme” nënkupton një faktor që shpjegon një rritje të përkohshme të probabilitetit të ndodhjes së një kontigjence të jashtëzakonshme.

“Kontigjencë në zhvillim” nënkupton humbjen e disa elementëve të rrjetit dhe/ose përdoruesve të rrjetit si rezultat i ndodhjes së një kontigjence nga lista e kontigjencave, e ndjekur nga fikja automatike ose manuale e elementëve shtesë të rrjetit të cilat janë në kundërshtim me kufijtë e tyre të sigurisë operationale.

“Kontigjenca me zhvillim të kontrolluar.” nënkupton një kontigjencë në zhvillim për të cilën mund të simulohet çdo hap pasues i kontigjencës fillestare derisa të arrihet një gjendje e qëndrueshme.

“Veprim korigjues parandalues” nënkupton një veprim korigjues që është rezultat i një procesi planifikimi operacional dhe është i nevojshëm të aktivizohet afatit kohor të shqyrtuar për pajtueshmërinë me kriterin (N-1)

“Veprim korigjues përmiresues” nënkupton një veprim korigjues që është rezultat i një procesi planifikimi operacional dhe aktivizohet menjëherë pas ngjarjes së kontigjencës përkatëse për pajtueshmërinë me kriterin (N-1), duke marrë parasysh mbingarkesat tranzitore të lejueshme dhe kohëzgjatjen e tyre të pranueshme.

“Veprim korigjues i restaurimit” nënkupton një veprim korigjues që aktivizohet pas ndodhjes së një gjendje alarmi për rikthimin e sistemit të transmetimit përsëri në gjendje normale.

“Grup veprimesh korigjuese” nënkupton një kombinim të veprimeve korigjuese që duhet të aktivizohen në tërësi për të ruajtur sigurinë e operimit.

“Ndikimi ndërkuftar” nënkupton efektin në lidhje me ndryshimin e flukseve të fuqisë ose të tensionit në një interkoneksion ose një element të sistemit të transmetimit që ndodhet jashtë zonës së kontrollit të OST që rezulton nga aktivizimi i një veprimi korigjues në zonën e kontrollit të OST-së.

“Faktori i influencës së veprimit korigjues” nënkupton një vlerë numerike që përdoret për të përcaktuar ndikimin ndërkuftar të një veprimi korigjues ose të një grupi veprimesh korigjuese.

"Veprim korigjues me ndikim ndërkuftar" nënkupton një veprim korigjues, që konsiderohet të aktivizohet nga një OST dhe aktivizimi i të cilit ka një ndikim të rëndësishëm në të paktën një OST që nuk është i përfshirë në aktivizimin e tij.

"Veprim korigjues me ndikon ndër-RSC" nënkupton një veprim korigjues me ndikim ndërkuftar, që konsiderohet të aktivizohet nga një OST i cili ka deleguar detyrat në një RSC të caktuar në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL dhe aktivizimi i të cilit ka një ndikim domethënës në të paktën një OST që nuk është i përfshirë në aktivizimin e tij dhe i cili ka deleguar detyrat në një RSC tjetër në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL.

"Veprimi korigjues i dakortësuar" nënkupton një veprim korigjues me rëndësi ndërkuftare sipas Nenit 35 të Rregullores 2015/1222 ose një veprim korigjues me ndikim ndërkuftar për të cilin të gjitha OST-të e prekura kanë dhënë pëlqimin e tyre për aktivizimin e këtij veprimi korigjues në sistem, kur të jetë e nevojshme. Para aktivizimit të tij, një veprim i tillë korigjues pritet të jetë i nevojshëm bazuar në analizat e sigurisë të kryera gjatë planifikimit operacional.

"OST e deleguar" do të thotë një OST e cila i ka deleguar detyrat në një RSC në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL

Vlerësim rajonal paraprak nënkupton një analizë të sigurisë së operimit të kryer nga një OST për të përgatitur një model individual të rrjetit.

'Analiza e koordinuar e sigurisë së operimit' nënkupton një analizë të sigurisë së operimit e kryer nga një OST mbi një model të rrjetit të përbashkët, në përputhje me Nenin 72 (3) dhe 72 (4) të SO GL.

'Vlerësimi i koordinuar rajonal mbi sigurinë e operimit' nënkupton një analizë të sigurisë së operimit të kryer nga një RSC mbi një model të rrjetit të përbashkët, në përputhje me Nenin 78 të SO GL

2. Atje ku kjo metodologji i referohet elementëve të rrjetit, në të përfshihen edhe sistemet HVDC

3. 'MIRr' dhe 'MPRr' respektivisht qëndrojnë për 'modelin individual të rrjetit' dhe 'modelin e rrjetit të përbashkët'. "NRA" qëndron për "autoritetin rregullator kombëtar". 'ENTSO-E' qëndron për 'ENTSO për energjinë elektrike'. 'RSC' qëndron për 'koordinatorin rajonal të sigurisë'

Përcaktimi i elementeve influencues

Kapitulli 1

Përcaktimi i faktorit të influencës

Neni 3

Metoda e llogaritjes së influencës

1. Metoda e llogaritjes së influencës ka karakteristikat e mëposhtme:
 - a) Është në gjendje të karakterizojë ndikimin e mungesës së një elementi të rrjetit të lidhur me rrjetin e OST ose OSSh/OSMSh në fluksin e fuqisë ose tensionit të një elementi tjetër të rrjetit të transmetimit;
 - b) Është i aplikueshëm në modelet e rrjetit të përbashkët të një viti në avancë, të zhvilluara në përputhje me Nenin 67 të SO GL ose në modelin e rrjetit të OST-ve me përfaqësimin e sistemeve të OSSh/OSMSh.
 - c) Influenca karakterizohet në lidhje me vlerën relative ose absolute të flukseve të fuqisë ose ndryshimit të tensionit dhe rezultati është në gjendje të krahasohet kundrejt pragjeve.
2. Çdo OST do të zbatojë metodën e llogaritjes së influencës të dhënë në Shtojcën I për llogaritjen e faktorëve të influencës së flukseve të fuqisë në zonën e tij të kontrollit të elementëve të rrjetit që ndodhen jashtë zonës së kontrollit të OST dhe të lidhur me një sistem transmetimi.
3. Çdo OST duhet të zbatojë metodën e llogaritjes së influencës, të dhënë në Shtojcën I, për llogaritjen e faktorëve të influencës së flukseve të fuqisë në zonën e tij të kontrollit të elementëve të rrjetit të lidhur me elementët e rrjetit të OSSh/OSMSh të lidhura në transmetim që ndodhen jashtë zonës së tij të kontrollit, me kusht që ato të jenë modeluar në MPRr-të e përdorura për llogaritje.
4. Kur një OST pret që llogaritja e faktorëve të influencës së flukseve të fuqisë në zonën e tij të kontrollit nuk do të kapë mjaftueshëm elementët e rrjetit që mund të shkaktojnë ndryshime të konsiderueshme të tensionit në zonën e tij të kontrollit, kjo OST do të ketë të drejtë të përdorë faktorët e influencës së tensionit në përcaktimin e zonës së tij të vëzhgimit dhe listën e kontigjencave të jashtme.
5. Aty ku është e zbatueshme sipas paragrafit 4, secili OST duhet të informojë OST-të e prekur për vendimin për të llogaritur faktorët e influencës së tensionit dhe duhet të zbatojë metodën e llogaritjes së influencës të dhënë në Shtojcën I për llogaritjen e këtyre faktorëve të elementëve të rrjetit që ndodhen jashtë zonës së tij të kontrollit dhe të lidhur me një sistem transmetimi.
6. Aty ku është e zbatueshme sipas paragrafit 4, secili OST duhet të zbatojë metodën e llogaritjes së influencës të dhënë në Shtojcën I për llogaritjen e faktorëve të influencës së tensionit të elementëve të rrjetit të lidhur në rrjetet OSSh/OSMSh të lidhura në transmetim që ndodhen jashtë zonës së tij të kontrollit. OST do të informojë OST-të në të cilat rrjetet OSSh-ve/OSMSh-ve të kyçura në transmetim janë të lidhura dhe ndikohen nga zbatimi i këtij paragrafi për vendimin e tij për të llogaritur faktorët e influencës së tensionit.
7. Çdo OST, në rrjetet e të cilave janë lidhur në transmetim OSSH/OSMSh që preken nga aplikimi i paragrafit 6, duhet t'i njoftojë këto OSSh-të/OSMSh-të të lidhura rreth këtij

aplikimi.

8. Çdo OST duhet të informojë OSSh-të/OSMSh-të e zonës së tij të kontrollit për vendimin për të llogaritur flukset e fuqisë dhe/ose faktorët e influencës së tensionit të elementëve të rrjetit të sistemeve të tyre dhe do të ketë të drejtë t'i kërkojë informacion OSSh-ve/OSMSh-ve për parametrat teknikë dhe të dhënat me një intesitet të arsyeshëm të kufizuar në proporcionalitet me nevojat e llogaritjes së influencës, me qëllim që të lejojë përfshirjen e të paktën një pjesë të rrjeteve të tyre në modelin e rrjetit të OST.
9. Kur kërkohet sipas paragrafit 8, secili OSSh/OSMSh do t'i ofrojë OST një grup të vetëm koherent të dhënash brenda tre muajve pas marrjes së kërkesës, për t'i mundësuar OST-s së lidhur të përfshijë pjesën e kërkuar të rrjetit të tyre në modelin e vet të rrjetit ose në rrjetin e tij individual të krijuar sipas paragrafit 12.
10. Secili OST duhet të përdorë modelet e rrjetit të përbashkët të krijuara sipas Nenit 67 të SO GL dhe të plotësuara sipas nevojës në përputhje me paragrafin 12, kur llogariten faktorët e influencës së flukseve të energjisë dhe/ose tensionit të elementëve të rrjetit të lidhur direkt ose përmes një OSSh/ OSMSh në një zonë kontrolli tjetër të OST-së
11. Kur llogaritet influenca e elementëve të rrjetit të vendosur në rrjetet e OSSh/OSMSh që janë të lidhura me zonën e tij të kontrollit, për të përcaktuar nëse ato janë pjesë e zonës së tij të vëzhgimit, secili OST do të përdorë modelet e rrjetit të përbashkët të krijuara sipas Nenit 67 të SO GL, ose modelin e rrjetit të vet; në të dyja rastet, këto modele do të plotësohen sipas nevojave të paragrafit 8.
12. Çdo OST do të përfshijë në modelin e tij individual të rrjetit modelin përkatës të të dhënave të OSSh/OSMSh të lidhur në transmetim, të cilin e identifikon si të nevojshëm për llogaritjen e faktorëve të ndikimit nga një OST tjetër.

Neni 4

Rëndësia e mundshme e aspekteve dinamike për vlerësimin e influencës

1. Kur një OST duhet të zbatojë nenin 38 (6) (b) ose nenin 38 (6) (c) të SO GL për të siguruar një operim të sigurt të sistemit të tij të transmetimit, kjo OST do të ketë të drejtë të kërkojë mbështetjen e OST-ve të interesuara të cilat përdorin studime dinamike për vlerësimin e influencës së elementëve të rrjetit, modulet gjeneruese të energjisë dhe objektet e kërkesës që ndodhen jashtë zonave të tyre të kontrollit dhe të lidhura me një sistem transmetimi. Në këtë rast, kjo OST dhe OST-të e interesuara do të përcaktojnë modele, studime dhe kritere që do të përdoren për vlerësimin dhe do të informojnë NRA-të e tyre për marrëveshjen e tyre. Këto modele dhe studime duhet të jenë në përputhje me ato të zhvilluara në zbatim të Neneve 38 ose 39 të SO GL
2. Kur një OST duhet të zbatojë nenin 38 (6) (b) ose nenin 38 (6) (c) të SO GL për të siguruar një operim të sigurt të sistemit të tij të transmetimit, kjo OST do të ketë të drejtë të përdorë studime dinamike për të vlerësuar influencën e elementëve të rrjetit, modulet gjeneruese të energjisë dhe objektet e kërkesës së vendosura në rrjetet e lidhura në transmetim të OSSh/OSMSh të lidhur në këtë OST. Në një rast të tillë, OST duhet të përdorë modele, studime dhe kritere, në përputhje me ato të zhvilluara në zbatim të Neneve 38 ose 39 të SO GL.

3. Kur një OST duhet të zbatohet nën 38 (6) (b) ose nën 38 (6) (c) të SO GL për të siguruar një operim të sigurt të sistemit të tij të transmetimit, ky OST ka të drejtë të kërkojë mbështetjen e OST-ve të interesuara për të përdorur studime dinamike për vlerësimin e influencës së elementëve të rrjetit, modulet gjeneruese të energjisë dhe objektet e kërkesës të vendosura në rrjetet e OSSH-ve/OSMSh-ve të lidhura me OST të tjera. Në një rast të tillë, OST që kryen llogaritjen do të informojë OST-të, në të cilat janë lidhur në transmetim OSSh-të/OSMSh-të, në lidhje me këtë vendim dhe duhet të përdorë modele, studime dhe kritere në përputhje me ato të zhvilluara në zbatim të Neneve 38 ose 39 të SO GL.
4. Çdo OST, në të cilin OSSh-të/OSMSh-të e lidhura në transmetim janë të lidhura dhe janë prekur nga aplikimi i paragrafëve 2 ose 3, duhet t'i informojë këto OSSh/OSMSh-të dhe SGU-të e interesuara të lidhura në këto OSSh/OSMSh rreth këtij vendimi për përdorimin e studimeve dinamike për të vlerësuar influencën e tyre dhe do të ketë të drejtë t'i kërkojë këtyre OSSh-ve/OSMSh-ve dhe SGU-ve parametrat dhe të dhënat teknike përkatëse, me kusht që kjo kërkesë të jetë proporcionale me nevojat e studimit dinamik.
5. Kur kërkohet sipas paragrafit 4, secili OSSh/OSMSh i lidhur në transmetim dhe çdo SGU do të ofrojë një grup të vetëm koherent të të dhënave brenda tre muajve pas marrjes të kërkesës për të mundësuar që OST e lidhur të përfshijë pjesën e kërkuar të sistemeve të tyre në modelet e zhvilluara në zbatim të Neneve 38 ose 39 të SO GL.
6. Çdo OST, në të cilin janë lidhur OSSh/OSMSh e lidhur në transmetim dhe që preken nga zbatimi i paragrafit 2 dhe 3, duhet të ndajë rezultatet e vlerësimit të kryer me OSSh/OSMSh e lidhur në transmetim dhe SGU-të e interesuara.
7. Kur një ose më shumë elementë janë identifikuar në zbatim të paragrafit 2, OST përkatës do të informojë NRA-në e tij mbi elementët e identifikuar me arsyetimin që mbështet këtë rezultat.
8. Kur një ose më shumë elementë janë identifikuar në zbatim të paragrafit 3, OST që ka kryer studimet dinamike dhe OST-të në të cilat janë lidhur OSSh/OSMSh e lidhura në transmetim, duhet të informojnë NRA-të e tyre për elementet e identifikuar me arsyetimin që mbështet këtë rezultat.

Kapitulli 2

Identifikimi i elementeve influencues

Neni 5

Identifikimi i elementëve të zonës së vëzhgimit

1. Çdo OST do të përcaktojë zonën e tij të vëzhgimit në përputhje me Nenin 3, Nenin 4 kur është e aplikueshme dhe paragrafët e mëposhtëm.
2. Çdo OST do të synojë të bjerë dakord me çdo OSSh/OSMSh të lidhur në transmetim të zonës së tij të kontrollit se cilat janë elementët e tyre të rrjetit të lidhura në këtë rrjet të OSSh/OSMSh që do të jenë pjesë e zonës së tij të vëzhgimit bazuar në vlerësimin cilësor.
3. Aty ku konsiderohet e nevojshme nga OST, ky OST do të synojë të bjerë dakord me çdo OSSh/OSMSh që nuk është e lidhur në transmetim në zonën e tij të kontrollit dhe OSSh-në e lidhur se cilat janë elementët e rrjetit të lidhur me këtë OSSh/OSMSh që do të jenë pjesë e zonës së tij të vëzhgimit bazuar në vlerësimin cilësor.

4. Nëse OST dhe OSSh/OSMSh e interesuar nuk bien dakord, identifikimi i elementeve do të bëhet në përputhje me Nenin 3 dhe aty ku është e mundur, Nenin 4.
5. Çdo OST duhet të zgjedhë vlerat e pragut brenda kufijve të pragjeve të vëzhgimit të renditura në Shtojcën 1 që do të përdorë për të përcaktuar zonën e vëzhgimit në zbatim të paragrafëve 6 dhe 7. Vlerat e pragut do të jenë identike pavarësisht elementit të rrjetit të cilit i vlerësohet influenca nga kjo OST. Çdo OST do t'i komunikojë ENTSO-E këto vlera të pragut në kohë me zbatimin e paragrafit 1 dhe në përputhje me Nenin 45 (10). ENTSO-E do të mbledhë këto vlera të pragjeve dhe do t'i publikojë në faqen e saj të internetit të paktën një herë në vit.
6. Çdo OST duhet të përfshijë në zonën e tij të vëzhgimit:
 - a) të gjithë elementët e rrjetit jashtë zonës së tij të kontrollit të cilat kanë një faktor influence më të madh se vlerat përkatëse të pragut të influencës së vëzhgimit të përzgjedhur sipas paragrafit 5;
 - b) të gjithë elementët e rrjetit të OSSH / OSMSh të lidhur në transmetim të zonës së tij të kontrollit, të identifikuar në përputhje me paragrafin 2 ose të gjithë elementët e rrjetit të OSSh-ve/OSMSh-ve të lidhura në transmetim të identifikuar në përputhje me paragrafin 4 që kanë një faktor influence më të madh se vlera përkatëse e pragut të influencës së vëzhgimit, zgjedhura sipas paragrafit 5;
 - c) të gjithë elementët e rrjetit të OSSH/ OSMSh-ve të lidhura në transmetim brenda zonës së tij të kontrollit, të identifikuar në përputhje me paragrafin 3 ose të gjithë elementët e rrjetit të OSSh-ve/OSMSh-ve të palidhura në transmetim të identifikuar në përputhje me paragrafin 4 që kanë një faktor influence më të madh se vlerat përkatëse e pragut të influencës së vëzhgimit të përzgjedhur sipas paragrafit 5;
 - d) të gjithë elementët e rrjetit që lidhin zonën e kontrollit të këtij OST me zonë e kontrollit të një OST tjetër.
 - e) elementët shtesë të rrjetit të cilat janë të nevojshme për të siguruar një zonë vëzhgimi plotësisht të lidhur;
 - f) elementët e identifikuar në zbatim të nenit 4(1) deri në nenin 4(3), aty ku është e zbatueshme;
 - g) zbarat për të cilat elementët e rrjetit të identifikuar më parë në përputhje me pikat a deri f mund të lidhen.
7. Një OST do të ketë të drejtën të nxjerrë nga puna disa elementë të rrjetit të identifikuar në përputhje me paragrafin 6(a) deri 6(c), në rast se faktori i tyre i influencës nuk është më i madh se vlera maksimale e diapazonit të kufijve të përcaktuar në Aneksin 1.
8. Në rast se OST synon të përfshijë në zonën e tij të vëzhgimit elementët e rrjetit, modulet gjeneruese të energjisë ose objektet e kërkesës që janë të lidhura në sistemin e transmetimit dhe nuk janë të lidhura në një zbarë të identifikuar në përputhje me paragrafin 6, ky OST do t'i dërgojë një kërkesë OST të interesuar. OST-të që marrin kërkesën kanë të drejtë ta pranojnë ose refuzojnë atë.
9. OST-të kanë të drejtë të pranojnë të mbajnë shkëmbimin ekzistues të të dhënave për elementët që nuk janë identifikuar në zbatim të paragrafit 6.
10. OST-të dhe OSSh-të kanë të drejtë të pranojnë të mbajnë shkëmbimin ekzistues të të dhënave për elementët që nuk janë identifikuar në zbatim të paragrafit 6.

11. Çdo OST do të rivlerësojë zonën e tij të vëzhgimit në përputhje me paragrafët 2 deri në 8 të paktën një herë në çdo 5 vjet.
12. Midis dy vlerësimeve të detyrueshme në përputhje me paragrafin 11, çdo element i ri i komisionuar brenda zonës së vëzhgimit të një OST duhet të përfshihet në zonën e tij të vëzhgimit. Nëse pronari i elementit të ri nuk pajtohet me një trajtim cilësor të tillë, OST-të do të përdorin metodën e llogaritjes së influencës në përputhje me Nenin 3 dhe Nenin 4, aty ku është e zbatueshme, për përcaktimin e rëndësisë së elementëve të tillë.

Neni 6

Identifikimi i kontigjencave të jashtme

1. Çdo OST do të përcaktojë listën e tij të kontigjencave të jashtme në përputhje me Nenin 3, Nenin 4 aty ku është e zbatueshme dhe paragrafët e mëposhtëm.
2. Çdo OST do të zgjedhë vlerat e pragut brenda kufijve të pragjeve të kontigjencave të jashtme të listuara në Aneksin 1 që duhet të përdorë për të përcaktuar listën e kontigjencave të jashtme në zbatim të paragrafit 1. Vlerat e pragut do të jenë identike, pavarësisht nga elementi i rrjetit, influenza e të cilit është vlerësuar nga ky OST. Çdo OST do t'i komunikojë ENTSO-E këto vlera të pragut në kohë në zbatim të paragrafit 1 dhe në përputhje me Nenin 45(10). ENTSO-E do të mbledhë këto vlera të pragjeve dhe do t'i publikojë në faqen e saj të internetit të paktën një herë në vit.
3. Çdo OST do të përfshijë në listën e tij të kontigjencave të jashtme të paktën:
 - a) të gjithë kontigjencat e një elementi të vetëm të rrjetit jashtë zonës së tij të kontrollit, të cilat kanë një faktor influence më të madh se vlerat korresponduese të pragut të kontigjencës të zgjedhur sipas paragrafit 2;
 - b) të gjitha kontigjencat e elementeve të rrjetit të vendosura në rrjetet e OSSH/OSMSh të lidhura në transmetim me këtë OST, të cilat ndodhen në zonën e vëzhgimit të OST dhe të dakortësuara zakonisht midis OST dhe OSSH/OSMSh sipas Nenit 5(2) ose të gjitha kontigjencat e elementeve të rrjetit e këtyre OSSH-ve dhe OSMSh-ve, të cilat ndodhen në zonën e vëzhgimit të OST-së dhe të cilat kanë një faktor influence më të madh se vlerat e pragut të kontigjencave të jashtme korresponduese të zgjedhura sipas paragrafit 2.
4. Çdo OST ka të drejtë të plotësojë listën e tij të kontigjencave të jashtme me secilin nga modulet gjeneruese dhe objektet e kërkesës të lidhura në një zbarë të identifikuar në përputhje me nenin 5.
5. Të gjithë elementët e rinj të komisionuar brenda zonës së vëzhgimit të një OST do të vlerësohen në përputhje me Nenin 3 dhe aty ku është e zbatueshme Nenin 4, ose do të përfshihen pa asnjë vlerësim në listën e kontigjencave të jashtme.

Çdo OST do të rivlerësojë listën e kontigjencave të jashtme në përputhje me paragrafët 2 deri në 4 të paktën një herë në 5 vjet.

Pjesa 3
Parimet e koordinimit
Kapitulli 1
Menaxhimi i kontigjencave të jashtëzakonshme
Neni 7
Klasifikimi i kontigjencave

1. Kur ndërton listën e tij të kontigjencave siç kërkohet nga Neni 33 i SO GL, çdo OST do të klasifikojë për zonën e tij të kontrollit:
 - a) Kontingjencat e mëposhtme si të zakonshme:
 - i. Humbja e vetëm një linje/kablllo.
 - ii. Humbja e vetëm një transformatori;
 - iii. Humbja e vetëm një transformatori fazor;
 - iv. Humbja e vetëm një pajisjeje të kompensimit të tensionit;
 - v. Humbja e vetëm një komponenti të një sistemi HVDC si një linjë ose një kablllo ose një njësi konvertuese HVDC e vetme;
 - vi. Humbja e vetëm një njësie gjeneruese të energjisë;
 - vii. Humbja e vetëm një objekti kërkese.
 - b) Kontingjencat e mëposhtme si të jashtëzakonshme:
 - i. Humbja e elementëve të rrjetit që kanë një modul të përbashkët gabimi, që do të thotë që një gabim i vetëm (si një defekt në një zbarë, sistemi i tokëzimit të HVDC, automatët, transformatorët e matjes ...) do të çojë në humbjen e më shumë se një elementi të rrjetit;
 - ii. Humbja e linjave ajrore të ndërtuara në të njëjtën shtyllë;
 - iii. Humbja e kablllove nëntokësore të ndërtuara në të njëjtin kanal;
 - iv. Humbja e përdoruesve të rrjetit që kanë regjim të përbashkët të procesit, që do të thotë se humbja e papritur ose e pjesshme e një përdoruesi të rrjetit do të çojë në humbjen totale ose të pjesshme të të tjerëve (p.sh: njësitë me ciklël të kombinuar)
 - v. Humbja e elementëve/përdoruesve të rrjetit të shkyçur njëkohësisht si rezultat i funksionimit të Skemës së Mbrojtjes Speciale;
 - vi. Humbja e njërive gjeneruese të shumëfishta (duke përfshirë parqet diellore dhe të erës) të shkëputura si pasojë e rënies së tensionit në rrjet.
 - c) Kontingjencat e mëposhtme si jashtë diapazonit:
 - i. Humbja e dy ose më shumë linjave të pavarura;
 - ii. Humbja e dy ose më shumë kablllove të pavarur;
 - iii. Humbja e dy ose më shumë transformatorëve të pavarur ose transformatorëve fazorë;
 - iv. Humbja e dy ose më shumë përdoruesve të pavarur të rrjetit (njësia gjeneruese e energjisë ose objekti i kërkesës);

- v. Humbja e dy ose më shumë pajisjeve të pavarura të kompensimit të tensionit;
 - vi. Humbja e dy ose më shume zbarave të pavarura;
 - vii. Humbja e dy ose më shumë komponentëve të pavarur të një sistemi HVDC siç janë linjat, kabllot ose njësitë konvertuese HVDC;
2. Për çdo lloj tjetër kontigjence që rezulton në humbjen e njëkohshme të një ose disa përdoruesve të rrjetit ose elementëve të rrjetit dhe nuk janë të listuara më sipër, secili OST do t'i klasifikojë ato në një nga tri kategoritë (të zakonshme, të jashtëzakonshme ose jashtë diapazonit) në përputhje me përkufizimet e parashikuara nga Neni 3 i SO GL.

Neni 8

Trajtimi i faktorëve të rritjes së ngjarjes

1. Çdo OST do të përcaktojë për çdo kontigjencë të jashtëzakonshme rëndësinë dhe kriteret e zbatimit të faktorëve të rritjes së ngjarjes të mëposhtëm:
- a) Faktorët e rritjes së ngjarjes së përhershme:
 - i. vendndodhjen gjeografike specifike,
 - ii. kushtet e projektimit
 - b) Faktorët e rritjes së ngjarjes së përkohshme:
 - i. kushtet operacionale
 - ii. kushtet meteorologjikt ose mjedisore
 - iii. jetëgjatësia ose mosfunksionimi xhenerik që ndikojnë në riskun e dështimit
2. Gjatë përcaktimit të rëndësisë dhe kriterëve të zbatimit të faktorëve të rritjes së ngjarjeve të renditura në paragrafin 1b, çdo OST do të marrë në konsideratë kushtet operacionale, meteorologjike ose mjedisore në lidhje me specifikimet dhe gjendjen aktuale të pajisjeve.
3. Gjatë përcaktimit të rëndësisë së zbatimit të faktorëve të rritjes së ngjarjeve të renditura në paragrafin 1, çdo OST duhet të marrë parasysh historikun e incidenteve që kanë ndodhur në elementët përkatës të rrjetin.

Neni 9

Kontigjencat e jashtëzakonshme me një risk të ndikimit të lartë në zonën e kontrollit ndërkufitare

1. Kur një OST pret që kontigjencat e jashtëzakonshme të ndodhura në zonën e kontrollit të një tjetër OST mund të sjellin në pasoja më tepër se pasojat brenda zonës së kontrollit të OST, të cilat konsiderohen si të pranueshme në lidhje me legjislacionin e tij kombëtar siç përmendet në Nenin 4(2)(e) të SO GL, ose nëse nuk ekziston ndonjë legjislacion kombëtar, në lidhje me rregullat e brendshme të tij dhe OST tjetër nuk i përfshin këto kontigjenca të jashtëzakonshme në listën e tij të kontigjencave sepse nuk identifikon faktorët e rritjes së ngjarjeve në përputhje me Nenin 8, këto OST mund të krijojnë së bashku një marrëveshje mbi kontigjencat e jashtëzakonshme shtesë që ndodhen në një nga zonat e tyre të kontrollit të cilat duhet të përfshihen në listat e tyre të kontigjencave me qëllim që të sigurojnë që pasojat në zonat e tyre të kontrollit të mbeten të pranueshme.
2. Gjatë krijimit të kësaj marrëveshjeje, këta OST do të përcaktojnë koston maksimale të

veprimeve korigjuese mbi të cilat kostoja e përmbushjes së limiteve të sigurisë së operimit nuk do të konsiderohet proporcionale me riskun, duke marrë parasysh legjislacionin e tyre kombëtar siç referohet në Nenin 4(2)(e) të SO GL, ose nëse nuk ekziston ndonjë legjislacion kombëtar, duke marrë parasysh rregullat e tyre të brendshme.

3. Gjatë krijimit të kësaj marrëveshjeje, këta OST duhet të sigurojnë që të gjitha OST-të e prekura të marrin pjesë në marrëveshje.

Neni 10

Krijimi i listës së kontigjencave

1. Në zbatim të Nenit 33(1) të SO GL, çdo OST duhet të përfshijë në listën e tij të kontigjencave:
 - a) kontigjencat e zakonshme;
 - b) kontigjencat e jashtëzakonshme që plotësojnë kriteret e zbatimit të të paktën një faktori të rritjes së ngjarjes së përhershme;
 - c) kontigjencat e jashtëzakonshme që plotësojnë kriteret e zbatimit të të paktën një faktori të rritjes së ngjarjes së përkohshme kur plotësohen kushtet;
 - d) kontigjencat e jashtëzakonshme që çojnë në pasoja më tepër se pasojat brenda zonës së kontrollit të OST, të cilat konsiderohen si të pranueshme në lidhje me legjislacionin e tij kombëtar siç referohet në Nenin 4(2)(e) të SO GL, ose nëse nuk ekziston legjislacion kombëtar, në lidhje me rregullat e tij të brendshme.
2. Përveç kësaj, secili OST pjesë e një marrëveshjeje të krijuar sipas Nenit 9 do të përfshijë në listën e tij të kontigjencës, aty ku është e nevojshme, kontigjencat e jashtëzakonshme të identifikuar.
3. Përveç kësaj, secili OST do të përfshijë në listën e tij të kontigjencave kontigjencat e jashtme të jashtëzakonshme që mund të rrezikojnë sistemin e tij nëse ato janë të përfshira përgjithmonë ose përkohësisht në një listë të kontigjencave të brendshme të një tjetër OST, sipas Nenit 11(1) dhe (4).
4. Gjatë vlerësimit të kontigjencave të përmendura në pikën a të paragrafit 1, secili OST ka të drejtë të përjashtojë ato që kurrë nuk do të çojnë në pasoja më tepër se pasojat që konsiderohen si të pranueshme në lidhje me legjislacionin e tij kombëtar ose nëse nuk ekziston një legjislacion kombëtar, në lidhje me rregullat e tij të brendshëm.
5. Gjatë vlerësimit të kontigjencave të përmendura në pikën d të paragrafit 1, secili OST do të marrë parasysh nëse kostoja e veprimeve korigjuese të nevojshme për të mbajtur pasojat e pranueshme konsiderohet proporcionale me riskun në lidhje me legjislacionin e tij kombëtar ose nëse nuk ekziston një legjislacion kombëtar në lidhje me rregullat e tij të brendshëm.

Neni 11

Shpërndarja e listës së kontigjencave

1. Secili OST do të informojë pa vonesa OST-të, zona e vëzhgimit e të cilave përmban elementë të rritjes së listës së tij të kontigjencave dhe RSC-të përkatëse për çdo përditësim të kontigjencave të jashtëzakonshme që plotësojnë kriteret e zbatimit të të paktën një faktori të rritjes së ngjarjes së përhershme.
2. Secili OST do të informojë pa vonesa OST-të, zona e vëzhgimit e të cilave përmban

elementë të rrjetit të listës së tij të kontigjencave për çdo përditësim të kontigjencave të jashtëzakonshme që kanë potencial për të përmbushur kriteret e zbatimit të të paktën një faktori të rritjes së ngjarjes së përkohshme.

3. Kur informohet nga një OST tjetër që një kontigjencë e jashtëzakonshme plotëson të paktën një faktor të rritjes së ngjarjes së përkohshme ose ka potencialin të plotësojë kriteret e zbatimit të të paktën një faktori të rritjes së ngjarjes së përkohshme, çdo OST do të vlerësojë nëse kjo kontigjencë do të rrezikojë rrjetin e tij.
4. Secili OST do të informojë pa vonesë OST-të, zona e vëzhgimit e të cilëve përmban elementë të rrjetit të listës së tij të kontigjencave dhe RSC-të përkatëse për çdo përditësim të kontigjencave të jashtëzakonshme kur plotësohen kushtet për përmbushjen e kriterëve të zbatimit të të paktën një faktori të rritjes së ngjarjes së përkohshme.
5. Çdo OST do të informojë pa vonesë, kur kushtet nuk plotësohen më, OST-të, zona e vëzhgimit e të cilëve përmban elementë të rrjetit të listës së tij të kontigjencave dhe RSC-të përkatëse për çdo përditësim të kontigjencave të jashtëzakonshme që nuk i përmbushin më kriteret e zbatimit të ndonjë faktori të rritjes së ngjarjes së përkohshme.
6. Çdo OST do të informojë RSC-të përkatëse për kontigjencat e listës së tyre të kontigjencave për të cilat OST nuk do të kërkohet që të pajtohet me kriterin (N-1) ose
 - a) sepse OST vendos që të mos pajtohet me kriterin (N-1) në zbatim të Nenit 35 të SO GL-së ose
 - b) sepse ata janë pjesë e grupit të kontigjencave të dakortësuara bashkarisht në zbatim të nenit 12.
7. Secili OST do të informojë RSC-të përkatëse lidhur me kontigjencat e identifikuar në zbatim të Nenit 9.

Kapitulli 2

Vlerësimi i pasojave të paparashikuara

Neni 12

Marrëveshje e përbashkët mbi pasojat e zonave ndërkufitare

1. OST-të do të kenë të drejtën që së bashku të bien dakord në një marrëveshje shumëpalëshe që një grup kontingjentesh në listat e tyre të paparashikuara nuk respektojnë kriterin (N-1). Parakushti për një marrëveshje të tillë shumëpalëshe është se kontigjencat që nuk respektojnë kriterin (N-1) kanë pasoja të kufizuara në zonat e kontrollit të OST-ve kontraktuese dhe konsiderohen si të pranueshme brenda secilës zone Kontrolluese të OST-së kontraktuese në lidhje me legjislacionin e tyre kombëtar siç u referohet në nenin 4 (2) (e) të SO GL ose, nëse nuk ekziston ndonjë legjislacion kombëtar, rregullat e tyre të brendshme. Këto OST-të do të informojnë të gjithë OST-të dhe RSC-të lidhur me këtë marrëveshje.

Neni 13

Vlerësimi i pasojave

1. Përveç Nenit 35 (1) të SO GL, secili OST do të vlerësojë pasojat e çdo kontingjenti të listës së tij të kontigjencave:

- a) duke vlerësuar se devijimi i energjisë midis gjenerimit dhe kërkesës që rezulton nga ndodhja e një kontigjence ose një kontigjence të evoluar të verifikueshëm nuk e tejkalon incidentin referues dhe se është plotësuar një nga kushtet e mëposhtme:
- i. kufijtë e sigurisë operacionale të përcaktuara sipas nenit 25 të SO GL respektohen në të gjitha elementet e rrjetit të zonës së saj të kontrollit në përputhje me Nenin 35 (1) të SO GL dhe nuk ka rrezik të krijoje një shqetësim në sistemin e transmetimit, ose
 - ii. ndodhja e paparashikuarit çon në një kontigjent evolues të verifikueshëm me pasoja të kufizuara në perimetrin e zonës së kontrollit të OST dhe konsiderohet si i pranueshëm në lidhje me legjislacionin e tij kombëtar siç përmendet në Nenin 4 (2) (e) të SO GL ose nëse asnjë legjislacion kombëtar nuk ekziston, në përputhje me rregullat e saj të brendshme, në përputhje me Nenin 35 (5) të SO GL
- b) ose duke vlerësuar, me mbështetjen e RSC-ve përkatëse aty ku është e zbatueshme, që devijimi i energjisë midis gjenerimit dhe kërkesës që rezulton nga ndodhja e një kontigjenti të evolueshëm të verifikueshëm nuk e tejkalon incidentin referues dhe se ndodhja e rastit të çon në pasojat e kufizuara në zonat e kontrollit të OST-ve të cilat janë palë në një marrëveshje të përcaktuar sipas nenit 12 dhe konsiderohen si të pranueshme brenda çdo zone kontrolli të OST-së në lidhje me legjislacionin e saj kombëtar siç referohet në Nenin 4 (2) (e) të SO GL ose , nëse nuk ekziston ndonjë legjislacion kombëtar, rregullat e tij të brendshme dhe nuk ka rrezik të përhapjes së një shqetësimi në pjesën tjetër të sistemit të transmetimit të ndërlidhur.

Kapitulli 3

Koordinimi i veprimeve përmirësuese

Neni 14

Ndikimi ndërkufitar i grupeve të veprimeve përmirësuese

1. Gjatë hartimit të një sërë veprimesh përmirësuese, OST-të do të vlerësojnë ndikimin ndërkufitar të të gjithë grupit dhe nuk do të vlerësojnë ndikimin ndërkufitar të secilës vepër korrigjuese elementare që përbën grupin.
2. Kur hartimi i përbashkët i një sërë veprimesh korrigjuese në zbatim të Nenit 20 dhe 78 të SO GL, OST-të do të marrin në konsideratë këtë grup veprash përmirësuese si ndikim ndërkufitar për ta.

Neni 15

Vlerësimi sasior i ndikimit ndërkufitar

1. Kur OST-të duhet të vlerësojnë në mënyrë sasiore ndikimin ndërkufitar të një veprimi korrigjues ose të një sërë veprimesh përmirësuese në përputhje me Nenin 16 (1), OST-të duhet të përdorin faktorin e ndikimit të veprimit përmirësues të përcaktuar nga devijimi maksimal i rrjedhës në interkonektorët e tyre të normalizuar nga ngarkesa e tyre e përhershme e pranueshme që rezulton nga zbatimi i një veprimi korrigjues ose i një sërë veprimesh korrigjuese.
2. Gjatë vlerësimit të faktorit të ndikimit të një veprimi korrigjues siç përshkruhet në paragrafin 1, OST-të kanë të drejtë të pajtohen, gjatë përgatitjes së propozimit për

metodologjinë për përgatitjen e veprimeve përmirësuese të menaxhuara në mënyrë të koordinuar sipas nenit 76 (1) (b) e SO GL, për elementet e jashtme shtesë të përfshira në zonën e tyre të vëzhgimit që do të konsiderohen përveç ndërlikohësve të tyre.

3. OST-të kanë të drejtë të bien dakord, gjatë përgatitjes së propozimit për metodologjinë për përgatitjen e veprimeve korrigjuese të menaxhuara në mënyrë të koordinuar sipas nenit 76 (1) (b) të SO GL, për të vlerësuar ndikimin ndërkufitar në bazë të ndryshimit e tensionit. Në këtë rast, OST-të do të bien dakord mbi listën e nyjeve ku do të bëhet vlerësimi i tillë.
4. Për veprimet korrigjuese parandaluese, ndryshimi i flukseve ose tensionit duhet të vlerësohet në situatën N dhe në secilën nga situatat N-1 që rezultojnë nga simulimi i listës së kontigjencave të paparashikuara. Për veprimet korrigjuese përmirësuese, ndryshimi i flukseve ose tensionit duhet të vlerësohet në simulimin e gjendjes pas emergjencës për të cilën është hartuar ky veprim korrigjues.
5. OST-të do të marrin në konsideratë veprimet korrigjuese ose grupet e veprimeve përmirësuese për të cilat faktori ndikues i veprimit korrigjues është më i lartë se një prag i pranuar zakonisht si ndikim ndërkufitar gjatë përgatitjes së propozimit për metodologjinë për përgatitjen e veprimeve përmirësuese të menaxhuara në mënyrë të koordinuar sipas Nenit 76 (1) (b) të SO GL.
6. Nëse nuk përcaktohet një prag i tillë, OST-të do të marrin në konsideratë veprimet korrigjuese ose grupet e veprimeve korrigjuese si ndikim ndërkufitar kur faktori ndikues i veprimit korrigjues të përcaktuar në paragrafin 1 është më i lartë se 5%.

Neni 16

Procesi për vlerësimin e ndikimit ndërkufitar

1. Gjatë përgatitjes së propozimit për metodologjinë për përgatitjen e veprimeve korrigjuese të menaxhuara në mënyrë të koordinuar sipas Nenit 76 (1) (b) të SO GL, duke përdorur një metodë cilësore ose sasiore ose një kombinim të tyre, të gjithë OST-të e secilit CCR së bashku do të përcaktojnë:
 - a) veprimet e mundshme korrigjuese ose grupet e veprimeve korrigjuese që konsiderohen ndikim ndërkufitar dhe OST-të përkatëse të prekura nga këto veprime korrigjuese. Për veprimet korrigjuese ose grupet e veprimeve korrigjuese që janë të përcaktueshme, si redispaçimi për menaxhimin e konxhestionit, ndryshimin e pikës së caktuar në sistemet HVDC ose ndryshimin e ancafkave në transformatorët fazë-shifter sasia mbi të cilën këto veprime përmirësuese ose grupe të veprimeve përmirësuese bëhen kryq do të përcaktohen ndikimet kufitare;
 - b) veprimet e mundshme përmirësuese ose grupet e veprimeve përmirësuese që nuk konsiderohen ndikim ndërkufitar;
 - c) rastet kur një qasje cilësore ose sasiore do të zbatohet për të përcaktuar ndikimin ndërkufitar të një veprimi korrigjues ose grup veprash përmirësuese, për ato veprime korrigjuese që nuk janë identifikuar sipas pikës a dhe b dhe
 - d) frekuenca e përditësimit të pikave të mëparshme.

2. Në planifikimin operacional të ditës së ardhshme ose brenda ditës, kur dizajnimi i një veprimi korrigjues, secili OST do të vlerësojë, në përputhje me rastet kur një qasje cilësore ose sasiore do të zbatohet siç përcaktohet në zbatimin e paragrafit 1.c, ndikimi ndërkufitar i veprimeve korrigjuese që nuk janë vlerësuar në zbatim të paragrafit 1.a dhe b.
3. Gjatë operimit në kohë reale, nëse sistemi është në gjendje gatishmërie, kur projekton rivendosjen e veprimeve korrigjuese, secili OST do të vlerësojë, në përputhje me rastet kur do të aplikohet një qasje cilësore ose sasiore siç përcaktohet në aplikimin e paragrafit 1.c, ndikimin kufitar të veprimeve përmirësuese që nuk janë vlerësuar në zbatim të paragrafit 1.a dhe b.
4. Gjatë operimit në kohë reale, nëse sistemi është në gjendje emergjente dhe vetëm kur kushtet operative e lejojnë atë, kur dizajnon rivendosjen e veprimeve korrigjuese, secili OST do të vlerësojë, në përputhje me rastet kur një qasje cilësore ose sasiore do të zbatohet siç përcaktohet në aplikimin e paragrafi c, ndikimi ndërkufitar i veprimeve përmirësuese që nuk janë vlerësuar në zbatim të paragrafit 1.a dhe b.

Neni 17

Parimet për koordinimin e veprimeve përmirësuese të ndikimit ndërkufitar

1. Në planifikimin operacional të ditës përpara ose brenda ditës, secili OST do të menaxhojë në mënyrë të koordinuar veprimet korrigjuese që janë konsideruar ndikim ndërkufitar me OST-të e prekura dhe mbështetjen e RSC-ve përkatëse në përputhje me Nenin 78 (2) të SO GL, pas metodologjinë për përgatitjen e veprimeve përmirësuese të menaxhuara në mënyrë të koordinuar të zhvilluar në përputhje me nenin 76 të SO GL.
2. Gjatë operimit në kohë reale, nëse sistemi është në gjendje gatishmërie, kur planifikon rikthimin e veprimeve korrektuese që janë konsideruar si ndikim ndërkufitar, secili OST do t'i menaxhojë ato në mënyrë të koordinuar me OST-të e prekura së paku duke siguruar që çdo OST i prekur është i informuar në lidhje me shkeljen (et) e sigurisë së sigurisë operative që do të lehtësohen nga këto veprime korrigjuese dhe ka pranuar aktivizimin e atyre veprimeve korrigjuese.
3. Gjatë operimit në kohë reale, nëse sistemi është në gjendje emergjente dhe vetëm kur kushtet operative e lejojnë atë, kur të projektojë rikthimin e veprimeve korrektuese që janë cilësuar ndikim ndërkufitar, secili OST do t'i menaxhojë ato në mënyrë të koordinuar me TSO-të e prekur nga së paku duke siguruar që çdo OST i prekur është i informuar për shkeljen (et) e kufizimeve të sigurisë operative që do të lehtësohen nga ato veprime korrigjuese dhe ka pranuar aktivizimin e atyre veprimeve korrigjuese.
4. Kur një OST e konsideron hartimin e një veprimi korrektues që ndikon ndërkufitar ose kur një RSC në përputhje me Nenin 78 (2) të SO GL propozon hartimin e një veprimi korrigjues ndikimi ndërkufitar, secili OST i prekur do të pranojë veprimin e propozuar korrektues që:
 - a) ky veprim përmirësues konsiderohet i disponueshëm në mënyrë konsistente nga afati

- kohor i vendimit të tij në të gjitha afatet e mëvonshme të analizave operacionale të sigurisë deri në kohë reale
- b) dhe
- i. kur kjo veprë korrigjuese është parandaluese, nuk vendos rrjetin e OST të prekur në një gjendje alarmi të bazuar në MPRr-të e përdorura për vendimin e saj dhe nuk nënkupton kosto shtesë për OST-në e prekur, pa marrë parasysh ndikimin në kostot e ndryshimit në humbje,
 - ii. kur ky veprim korrektues është kurativ, nuk është duke shkaktuar një shkelje të kufijve të sigurisë operacionale në rrjetin e OST të prekur pas simulimit të kontingjentit përkatës bazuar në MPRr-të përdorur për vendimin e saj dhe nuk nënkupton kosto shtesë për ka ndikuar në OST pa marrë parasysh ndikimin në kostot e ndryshimit të humbjeve.
5. Kur kushtet e përcaktuara në paragrafin e mësipërm nuk plotësohen, secili OST i prekur do të pranojë ose refuzojë veprimin e propozuar korrigjues në bazë të kushteve të përcaktuara në metodologjinë për përgatitjen e veprimeve përmirësuese në mënyrë të koordinuar të zhvilluar sipas nenit 76 (1) (b) të SO GL.

Neni 18

Disponueshmëria dhe qëndrueshmëria e veprimeve përmirësuese

1. Gjatë hartimit të veprimeve korrigjuese në zbatim të nenit 20 të SO GL ose kur i japin RSC-së përkatëse listën e azhurnuar të veprimeve të mundshme korrigjuese në zbatim të Nenit 78 (1) (b) të SO GL, secili OST do të konsiderojë se veprimet korrigjuese ishin në dispozicion për analizat e koordinuara të sigurisë operative, vlerësimet e koordinuara të sigurisë operacionale rajonale ose llogaritjet e kapaciteteve të kryera më parë për të njëjtat periudha kohore mbasin të disponueshme, përveç veprimeve korrigjuese që janë bërë të padisponueshme për arsye teknike.
2. Kur lehtëson një shkelje të kufijve të sigurisë operative gjatë një analize të koordinuar të sigurisë operative në zbatim të Nenit 72 të SO GL për afatet e ditës përpara dhe afateve të brendshme, me kusht që lehtësimi të bëhet në mënyrë të qëndrueshme me dispozitat e përbashkëta të zhvilluara në përputhje me nenin 76 të SO GL , secili OST do të marrë në konsideratë të gjitha veprimet korrigjuese të miratuara tashmë gjatë llogaritjeve të kapaciteteve, analizat e koordinuara të sigurisë operative ose vlerësimet e koordinuara të sigurisë rajonale të kryera më parë për të njëjtat periudha kohore, përveç veprimeve korrigjuese që janë bërë të padisponueshme për arsye teknike.
3. Kur një OST dëshiron të modifikojë një veprim përmirësues ose një sërë veprimesh korrigjuese të cilat më parë janë menaxhuar në mënyrë të koordinuar dhe të rënë dakord, ky OST do të vlerësojë përsëri ndikimin ndërkufitar të veprimit të ri përmirësues ose grup veprimet korrigjuese dhe ku duhet t'i menaxhojë ato në një mënyrë të koordinuar me OST-të e prekura në përputhje me Nenin 17.

Neni 19

Aktivizimi i veprimeve korrigjuese parandaluese

1. Çdo OST do të aktivizojë veprime korrigjuese parandaluese në kohën më të shkurtër të pajtueshme me vonesën e kërkuar për aktivizimin e tyre, me kusht që:

- a) nevoja e tyre është konfirmuar nga analiza më e fundit e koordinuar e sigurisë operative ose vlerësimi i koordinuar rajonal i sigurisë operationale i kryer nga gjendja e pritshme dhe
 - b) kur ato janë konsideruar si ndikim ndërkuftar, ato janë menaxhuar në mënyrë të koordinuar me OST-të e prekura në përputhje me Nenin 16.
2. Gjatë përgatitjes së aktivizimit të veprimeve përmirësuese parandaluese, për të siguruar fleksibilitet të mjaftueshëm në aktivitetet e përditshme operationale, secili OST ka të drejtë të vendosë t'i aktivizojë ato më herët se kur është e nevojshme duke marrë parasysh kushtet operationale dhe me kusht që:
- a) ajo nuk paraqet ndonjë shkelje të limiteve të sigurisë operative dhe
 - b) kur ato janë konsideruar ndikim ndërkuftar, kjo është menaxhuar në mënyrë të koordinuar me OST-të e prekura në përputhje me Nenin 17.

Neni 20

Kërkesat për vlerësimet e koordinuara të sigurisë operative rajonale

1. Gjatë përgatitjes së propozimit për dispozita të përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operative siç kërkohet me Nenin 76 (1) të SO GL, të gjitha OST-të e secilit CCR do të përcaktojnë së bashku grupin minimal të elementëve të rrjetit në të cilat shkeljet e limiteve të sigurisë operative duhet të identifikohen dhe zgjidhen.
2. Elementet e rrjetit të vendosura në zbatim të paragrafit 1 duhet të përfshijnë të paktën të gjithë elementët kryesorë të rrjetit të CCR-së.
3. Dispozitat e përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operationale të zhvilluara siç kërkohet nga Neni 76 (1) i SO GL nga të gjithë OST-të e secilit CCR, do të sigurojnë që kur vlerësimet e koordinuara të sigurisë operationale rajonale të kryhen në zbatim të nenit 78 të SO GL, janë plotësuar:
 - a) veprimet korigjuese tashmë të dakorduara janë të përfshira në modelet individuale të rrjetit;
 - b) të gjitha shkeljet e kufizimeve operationale të sigurisë në elementet e rrjetit të identifikuar në zbatim të paragrafit 1 janë lehtësuar duke përdorur së paku veprimet korigjuese të dhëna nga OST-të në zbatim të nenit 78 (1) (b) të SO GL;
 - c) çdo OST i prekur nga një veprim ndreqës që ndikon ndërkuftar ose nga një veprim korrektues me rëndësi ndërkuftare, siç përcaktohet në përputhje me Nenin 35 të Rregullores 2015/1222, është i informuar për shkeljet e kufizimeve operative të sigurisë që do të zgjidhen me këtë veprim riparues dhe siguron se ky OST ka pranuar atë dhe;
 - d) koordinimi i veprimeve përmirësuese ndikuese ndërkuftare dhe koordinimi i veprimeve korigjuese të rëndësisë ndërkuftare të përcaktuara në përputhje me Nenin 35 të Rregullores 2015/1222 trajtohen në mënyrë konsistente.

Neni 21

Përfshirja e veprimeve përmirësuese në modelet individuale të rrjetit

1. Gjatë përgatitjes së modeleve individuale të rrjetit në pajtim me Nenin 70 të SO GL, secili OST do të përfshijë çdo veprim përmirësues që është rënë dakord si rezultat i analizave paraprake koordinuese të sigurisë operationale në përputhje me Nenin 18 (2) ose vlerësimet e mëparshme të sigurisë operationale rajonale të koordinuara, Neni 78 i SO GL.
2. Gjatë përgatitjes së modeleve individuale të rrjetit sipas Nenit 70 të SO GL, secili OST ka të drejtë të kryejë një vlerësim local paraprak.
3. Gjatë kryerjes së një vlerësimi lokal paraprak dhe nëse kjo është në përputhje me dispozitat e përbashkëta të zhvilluara siç kërkohet nga Neni 76 (1) i SO GL, secili OST mund të zgjedhë nëse do të heqë ose jo kufizimet e shkeljeve të limiteve të sigurisë operative për:
 - a) elementet e rrjetit të identifikuar në zbatim të Nenit 20 (1) të kësaj metodologjie, pasi ato do të lehtësohen gjatë vlerësimit të koordinuar rajonal të sigurisë operative;
 - b) çdo element tjetër i rrjetit i ka dhënë ato shkelje të sigurisë operative të sigurisë që ka të ngjarë të zgjidhen nga veprimet korrigjuese të cilat nuk konsiderohen ndikim ndërkuftar;
 - c) çdo element tjetër i rrjetit i ka dhënë ato shkelje operative të limiteve të sigurisë që ka të ngjarë të zgjidhen nga vlerësimi i koordinuar rajonal i sigurisë operative.
4. Gjatë përgatitjes së modeleve individuale të rrjetit në pajtim me Nenin 70 të SO GL, përveç veprimeve korrigjuese të përmendura në paragrafin 1 dhe duke marrë parasysh kur është e mundur rezultatet e vlerësimit vendor paraprak të përmendur në paragrafin 2, secili OST mund të përfshijë të gjitha mjetet jo-ndërkuftare që ndikojnë në veprimet korrigjuese dhe mund të përfshijë veprimet korrigjuese ndikuese ndërkuftare me kusht që kjo të jetë në përputhje me dispozitat e përbashkëta të zhvilluara siç kërkohet me Nenin 76 (1) të SO GL.

Kapitulli 4

Realizimi i analizave operationale të sigurisë në lidhje me menaxhimin e pasigurisë dhe koordinimin rajonal

Neni 22

Studimet afatgjata (viti në avancë deri në javë në avancë)

1. Për të zbatuar kërkesat e Nenit 72 (1) (a) ose (b) ose të Neneve 98 (3), 100 (3) dhe (4) të SO GL, secili OST ka të drejtë të vendosë për të aplikuar skenarë vendorë zonën e saj të kontrollit përveç skenarëve të kërkuar sipas Nenit 65 të SO GL, me qëllim të përmirësimit të qëndrueshmërisë së analizave kundër paqartësive.
2. Kur identifikohet nevoja për skenarë vendorë, OST do të përcaktojë se për cilat aktivitete të planifikimit operativ këto skenare lokale duhet të konsiderohen dhe do të informojnë OST-të për rajonin e llogaritjes së kapaciteteve ose për rajonin e koordinimit të ndërprerjeve të tyre dhe RSC-të relevante rreth përmbajtjes së atyre skenarë lokalë dhe qëllimin e përdorimit të tyre.

3. Kur një OST përcakton skenarët vendorë për analizën operacionale të sigurisë në përputhje me Nenin 72 (1) (a) ose (b) ose për koordinimin e ndërprerjeve në përputhje me Nenet 98 (3), 100 (3) dhe (4) të SO GL, dhe këto skenarë ndryshojnë nga skenarët e përcaktuar nga të gjithë OST-të sipas Nenit 65 të SO GL, TSO-të e tjera nuk do të jenë të obliguara të ndërtojnë modelet e tyre individuale të rrjetit për skenarët lokalë.
4. Kur një OST përcakton skenarët vendorë për analizën e sigurisë operacionale në përputhje me Nenin 72 (1) (a) ose (b) të SO GL, ky OST do të përcaktojë, në koordinim me OST të tjerë të rajonit të llogaritur të kapacitetit përkatës, përdoret për të studiuar këto skenare lokale. Këto modele të rrjetit duhet të rrjedhin nga modelet e rrjetit të përbashkët të krijuara në përputhje me nenin 67 të SO GL, duke përdorur zëvendësues të përshtatshëm ose modele të derivuara aty ku është e përshtatshme.
5. Kur OST definon skenarët vendorë për koordinimin e ndërprerjeve në përputhje me Nenet 98 (3), 100 (3) dhe (4) të SO GL, ky OST do të përcaktojë, në koordinim me OST të tjera të rajonit të koordinimit të ndërprerjeve, përdoret për të studiuar këto skenare lokale. Këto modele të rrjetit duhet të rrjedhin nga modelet e rrjetit të përbashkët të krijuara në përputhje me Nenin 67 të SO GL, duke përdorur zëvendësues të përshtatshëm ose modele të derivuara aty ku është e përshtatshme.

Neni 23

Analiza e Sigurisë Operative të Ditës në avancë

1. Secili OST do të kryejë në vijim një analizë të koordinuar të sigurisë operative në bazë të një metode të parashikuar më të mirë, ku gjendja e parashikuar e çdo afati kohor të ditës në avancë do të krijohet në përputhje me sa vijon:
 - a) Duke pasur parasysh në përputhje me Nenin 22 të Rregullores (BE) 2015/1222 se një marzh do të merret parasysh për proceset e llogaritjes së kapaciteteve dhe se qëllimi i analizës të sigurisë operacionale është të identifikojë shkeljet e pritshme operative të kufizimeve të sigurisë dhe veprimet plotësuese përmirësuese OST nuk do të shtojë ndonjë kufi sigurie në kufijtë e saj të sigurisë operative gjatë vlerësimit të rezultateve të analizës së koordinuar të sigurisë operative dhe nuk do të përfshijë në modelet e tij të përditshme të rrjetit individual parashikojnë çdo shtesë kufiri besueshmërie ndaj kufijve të sigurisë operacionale.
 - b) Modelet e rrjetit individual dhe modelet pasuese të rrjetit të mëvonshëm, të krijuara në zbatim të nenit 70 (2) të SO GL dhe sipas metodologjisë së Nenit 70 (1) të SO GL, përfshijnë parashikimet e ngarkesës dhe të gjenerimit periodik të përcaktuara në bazë të parashikimit e fundit në dispozicion për ngarkesën dhe gjenerimin periodik sipas Nenit 37 dhe Nenit 38.
 - c) Modelet e rrjetit individual dhe modelet e mëvonshme të rrjetit, të krijuara në aplikimin e nenit 70 (2) të SO GL dhe sipas metodologjisë së Nenit 70 (1) të SO GL, duhet të përfshijnë rezultatet e tregut, oraret dhe topologjia e planifikuar e transmetimit sistem.
 - d) Veprimet korrigjuese duhet të përfshihen në modelet individuale të rrjetit dhe modelet pasuese të rrjetit të mëvonshëm siç kërkohet në Nenin 21 dhe Nenin 20.
2. Analiza e koordinuar e sigurisë operacionale e referuar në paragrafin 1 do të kryhet në

përputhje me Nenet 72 (1) (c) dhe 74 (1) dhe (2) të SO GL, midis T1 dhe T5 në bazë të ditës së përbashkët modeli i rrjetit të ndërtuar në përputhje me Nenin 33 (1), ku T1 dhe T5 janë përcaktuar në përputhje me Nenin 44.

3. Secili OST ka të drejtë ta delegojë këtë detyrë tek RSC-të për të cilat ka deleguar detyra në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL, ndërsa OST do të mbajë përgjegjësinë ligjore të kësaj detyre.
4. Gjatë përgatitjes së propozimit për dispozitat e përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operacionale siç kërkohet me nenin 76 të SO GL, të gjitha OST-të e një KQR-je do të kenë të drejtën të krijojnë rregulla dhe procese të veçanta, të zbatueshme në ditën e ardhshme për analizat e koordinuara të sigurisë operacionale nga këto OST-të dhe vlerësimi i koordinuar rajonal i sigurisë operacionale i kryer nga RSC-të, të nevojshme për të menaxhuar situatat e jashtëzakonshme ku saktësia e një ose më shumë prej variablave të parashikimeve të përfshira në modelet e rrjetit individual është i pamjaftueshëm për të lejuar identifikimin korrekt të shkeljeve operative të kufizimeve të sigurisë duke zbatuar paragrafin 1. Këto rregulla dhe procese sigurojnë që kur ato të aktivizohen, të gjitha OST-të dhe RSC-të e prekura, duke përfshirë ato që nuk përfshihen në propozim, janë të informuar dhe mund të marrin parasysh këto aktivizime në proceset e tyre.

Neni 24

Analiza e Sigurisë Operative brenda ditës

1. Secili OST do të përcaktojë numrin minimal dhe orët e vlerësimit të kohës në afat të brendshëm, ku kryen një analizë të koordinuar të sigurisë operacionale në përputhje me Nenet 72 (1) (d) dhe 74 (1) dhe (2) të SO GL, duke marrë parasysh të paktën:
 - a) Kushtet dhe frekuencën për vlerësimin e koordinuar rajonal të sigurisë operacionale të siguruara nga një RSC dhe miratuar në përputhje me Nenin 76 (1) (a) të SO GL në rajonet e llogaritjes së kapacitetit që merr OST;
 - b) Shpërndarja brenda afatit brenda afatit të brendshëm të aktivitetit të tregut që ndikon në pozicionet e pjesëmarrësve të tregut në zonën e saj të kontrollit;
 - c) Koha e nevojshme për të aktivizuar veprimet korrigjuese;
 - d) Ndikimi i ndryshimeve të gjenerimit diellor ose të erës në sistemin e tij, për shkak të aseteve gjeneruese të lidhura në vend ose të lidhura brenda zonave të tjera të kontrollit;
 - e) Ndikimi i variacioneve të ngarkesës.
2. Numri minimal duhet të jetë më i madh ose i barabartë me 3.
3. Secili OST do të kryejë analizat e koordinuara të sigurisë operacionale siç kërkohet në paragrafin 1 në bazë të një qasjeje më të mirë të parashikimit, ku gjendja e parashikuar e secilës periudhë kohore në kornizën kohore të ditës së brendshme do të përcaktohet në përputhje me:
 - a) Duke pasur parasysh se një marzh në përputhje me Nenin 22 të Rregullores (BE) 2015/1222 do të merret parasysh për proceset e llogaritjes së kapaciteteve dhe se qëllimi

i analizës operacionale të sigurisë është të identifikojë shkeljet e pritshme operative të kufizimeve të sigurisë dhe veprimet plotësuese përmirësuese OST nuk do të shtojë ndonjë kufij sigurie në kufijtë e sigurisë operacionale gjatë vlerësimit të rezultateve të analizës së koordinuar të sigurisë operacionale dhe nuk do të përfshijë në modelet e saj individuale të rrjetit individual ndonjë shtojcë shtesë besueshmërie ndaj kufijve të sigurisë operacionale.

- b) Modelet e rrjetit individual dhe modelet pasuese të rrjetit të mëvonshëm, të krijuara në zbatim të nenit 70 (2) të SO GL dhe sipas metodologjisë së Nenit 70 (1) të SO GL, përfshijnë parashikimet e ngarkesës dhe të gjenerimit periodik të përcaktuara në bazë të parashikimet e fundit në dispozicion për ngarkesën dhe gjenerimin me periodik sipas Nenit 37 dhe Nenit 38.
 - c) Modelet e rrjetit individual dhe modelet e mëvonshme të rrjetit, të krijuara në aplikimin e nenit 70 (2) të SO GL dhe sipas metodologjisë së Nenit 70 (1) të SO GL, duhet të përfshijnë rezultatet e tregut, oraret dhe topologjia e planifikuar e transmetimit sistem.
 - d) Veprimet korrigjuese duhet të përfshihen në modelet individuale të rrjetit dhe modelet pasuese të rrjetit të mëvonshëm siç kërkohet në Nenin 21 dhe Nenin 20.
4. Gjatë kryerjes së një analize të koordinuar të sigurisë operacionale në ditën e sotme dhe ku rezultatet e analizës së koordinuar të sigurisë operative kanë evoluar dukshëm me një ndikim rajonal në krahasim me ato të mëparshme, OST do të koordinojë me OST-të e prekura në përputhje me Nenin 72 (5) të SO GL dhe RSC përkatëse, me qëllim që:
- a) ndajnë informacione rreth ndryshimeve të rëndësishme të rezultateve, të paktën flukseve;
 - b) bien dakord për ndryshimin e veprimeve korrigjuese të rënë dakord më parë ose për veprime të reja përmirësuese me ndikim ndërkuftar të cilat mund të bëhen të nevojshme për shkak të afrimit ose tejkalimit të kufijve të sigurisë operacionale.
5. Në lidhje me kushtet dhe frekuencën e koordinimit brenda ditës të analizës operacionale të sigurisë të krijuar sipas Nenit 76 (1) (a) të SO GL, OST ka të drejtë të delegojë një pjesë ose të gjitha analizat e koordinuara të sigurisë operacionale të përcaktuara në përputhje me paragrafi 1 në RSC-të për të cilat ka deleguar detyra në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL, ndërsa OST do të mbajë përgjegjësinë ligjore të këtyre detyrave.
6. Gjatë përgatitjes së propozimit për dispozitat e përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operacionale siç kërkohet me nenin 76 të SO GL, të gjitha OST-të e një CCR do të kenë të drejtën të vendosin rregulla dhe procese të veçanta, të zbatueshme në ditën e sotme për analizat e koordinuara të sigurisë operacionale të kryera nga këto OST-të dhe vlerësimi i koordinuar rajonal i sigurisë operacionale i kryer nga RSC-të, të nevojshme për të menaxhuar situatat e jashtëzakonshme ku saktësia e një ose më shumë prej variablave të parashikimeve të përfshira në modelet e rrjetit individual është i pamjaftueshëm për të lejuar identifikimin korrekt të shkeljeve operative të limitimit të sigurisë nga aplikimi të paragrafit 3. Këto rregulla dhe procese sigurojnë që, kur ato të aktivizohen, të gjitha OST-të dhe RSC-të e prekura, duke përfshirë ato që nuk janë të nënkuptuara në propozim, janë të informuar dhe mund të marrin parasysh këto aktivizime

në proceset e tyre.

Neni 25

Trajtimi i ngjarjes ekstreme

1. Në rast të një ngjarje ekstreme të pritur, të tilla si një ngjarje moti, të aftë të shkaktojnë efekte të konsiderueshme në disponueshmërinë e mjeteve të rrjetit ose në gjenerimin e aseteve ose në kërkesën për ngarkesë, secili OST do të përpiqet të vlerësojë pasojat e pritshme brenda zonës së tij të kontrollit, në periudhën e ditës ku ngjarja do të zhvillohet deri në fund të ditës.
2. Kur rezultati i kësaj analize është që ngjarjet e tilla janë të afta të çojnë në gjendje emergjente ose të zhdukur, OST do të informojë pa vonesë OST-të fqinje dhe RSC-të të cilave u ka deleguar detyrat në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL dhe, kur është e nevojshme, OSSh-të dhe SGU-të e prekura.

Kapitulli 5

Koordinimi Ndër-RSC

Neni 26

Kërkesa të përgjithshme

1. RSC-të do të përdorin gjuhën angleze për të gjitha shkëmbimet e komunikimit dhe dokumentacionit ndërmjet tyre.
2. RSC-të do të synojnë të ofrojnë aftësi të përhershme për koordinim me RSC të tjera, 24 orë në ditë. Kur një RSC nuk është i organizuar për këtë, një zgjidhje rezervë do të përcaktohet nga RSC dhe TSO-të e tij deleguese për të lejuar shkëmbimin e mundshëm të informacionit me kërkesë të RSC-ve të tjera gjatë periudhave kur ky RSC është i padisponueshëm.

Neni 27

Zonat e mbivendosura

1. Për të arritur transparencën dhe konsistencën midis proceseve të krijuara në përputhje me Nenin 77 të SO GL, ku të paktën dy OST-të fqinjë kanë deleguar detyra në përputhje me Nenin 77 (3) të SO GL në dy RSC të ndryshme, këto RSC dhe të gjitha delegimi i OST-ve do të bien dakord mbi zonën e mbivendosjes midis këtyre RSC-ve duke identifikuar:
 - a) elementet e rrjetit që përbëjnë këtë zonë mbivendosje dhe me të cilën janë monitoruar RSC-të;
 - b) veprimet e mundshme korrigjuese në përgjithësi në dispozicion për të zgjidhur shkeljet operative të kufizimeve të sigurisë në këto elemente të rrjetit.
2. Për veprimet korrigjuese të identifikuara sipas paragrafit 1.b, duke përdorur ose një metodë cilësore ose sasiore ose një kombinim i tyre, këto RSC dhe OST përcaktojnë:
 - a) veprimet korrigjuese që konsiderohen si ndikim në RSC dhe OST-të përkatëse të prekura

nga secila prej këtyre veprimeve korigjuese. Për veprimet korigjuese ose grupet e veprimeve përmirësuese që janë të kuantifikueshme, si redispatching për menaxhimin e mbipopullimit, countertrading, ndryshimin e pikës së caktuar në sistemet HVDC ose ndryshimin e çezmave në transformatorët fazë-shifting, sasia mbi të cilën këto veprime përmirësuese ose grup veprime përmirësuese duhet të përcaktohet ndikimi i RSC-ve;

b) veprimet korigjuese që nuk konsiderohen si ndikim në RSC.

3. RSC dhe OST do të bien dakord mbi kushtet e përditësimit të këtij informacioni të paktën për detyrat e renditura në nenet 78, 80, 81 të SO GL.

Neni 28

Monitorimi i përfshirjes së veprimeve korigjuese të rëna dakord në modelet individuale të rrjetit.

1. Çdo RSC do të monitorojë në afatet kohore përkatëse përfshirjen korrekte të veprimeve korigjuese të dakorduara në MIRr-të nga OST-të, siç kërkohet nga Neni 70 (4) i SO GL.
2. Kur një RSC identifikon se një veprim përmirësues i rënë dakord më parë nuk është përfshirë në MIRr nga një OST, RSC do të informojë RSC-të e tjera relevante në lidhje me të. RSC përkatëse, përgjegjëse për sigurimin e detyrës së ndërtimit të MPRr për këtë OST, sipas Nenit 77 (3) (b) të SO GL, në pajtim me Nenin 79 (3) të SO GL, kërkoj OST-në përkatëse që të korigjojë MIRr-në e saj.

Neni 29

Metoda rezervë për ndërtimin e modelit të përbashkët të rrjetit

1. RSC-të do të krijojnë organizatën përkatëse mes tyre për të garantuar disponueshmërinë e modeleve të rrjetit të përbashkët të ndërtuar në zbatim të nenit 79 të SO GL me një objektiv të mungesës së ndërprerjes për afatet e ndryshme kohore.
2. Në rast të ndërprerjes së shërbimit, RSC-të synojnë të rimarrin sa më shpejt disponueshmërinë e shërbimit dhe të informojnë OST-të për kohën e pritshme të rimëkëmbjes.

Neni 30

Vlerësimi i ndikimit ndër-RSC në veprimet përmirësuese

1. Gjatë hartimit të një veprimi korrektues për lehtësimin e një kufizimi operacional të kufizimeve të sigurisë në zonën mbivendosëse për të cilën nuk është vlerësuar vlerësimi i ndër-RSC në përputhje me Nenin 27 (2.b), RSC përkatëse e konsideron atë si ndikim ndër-RSC.
2. Gjatë hartimit të një veprimi korigjues që konsiderohet ndër-RSC që ndikon në lehtësimin e një shkelje operative të limiteve të sigurisë, RSC do të koordinojë me RSC-të e tjera në fjalë për të identifikuar efektet e saj. Të gjithë OST-të e prekura do të bien dakord për përdorimin e këtij veprimi korigjues para se të aktivizohet.
3. Kur zbatohet Neni 78 (1) i SO GL, secili OST do të vendosë dhe do të informojë RSC-në e tij nëse një veprim korigjues i ofruar RSC-së të tij ofrohet në të njëjtën kohë në CCR të ndryshme ose ofrohet vetëm për një CCR, me kusht që ky veprim përmirësues

potencialisht të mund të zgjidhë kufizimet e sigurisë që kufizojnë shkeljet e elementeve të identifikuara sipas nenit 20 (1) në më shumë se një propozim për dispozita të përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operacionale për CCR-në siç kërkohet me Nenin 76 (1) të SO GL.

4. Gjatë zbatimit të paragrafit 2, OST-të e prekura, me mbështetjen e RSC-ve të tyre, do të bien dakord për përdorimin e kësaj vepre korrigjuese kur nuk krijon shkelje të reja të kufizimeve të sigurisë operative ose nuk e keqëson atë ekzistues, sipas Nenit 17 (4) dhe me kusht që ata të mos kenë arsye të tjera për ta refuzuar atë. Në rastet kur krijon kufizime të reja të sigurisë operative ose përkeqëson ato ekzistuese, RSC-të bashkërendojnë përpjekjet për të gjetur veprimin korrigjues më të efektshëm ose grupin e veprimeve përmirësuese, përfshirë apo jo veprimin fillestar përmirësues të identifikuar në përputhje me paragrafin 2, që do të propozohen për të OST-të e tyre për të hequr të gjitha shkeljet e kufizimeve operative të sigurisë. Kur bëjnë këtë, ata nuk do të marrin parasysh kufizimet e mundshme të krijuara sipas paragrafit 3. Të gjitha OST-të e prekura do të bien dakord mbi përdorimin e këtij propozimi të përmirësuar përpara se të aktivizohet. Për veprimet korrigjuese me kosto, identifikimi dhe marrëveshja për një grup të tillë veprimi përmirësues mund të kufizohen në ato të mundshme duke marrë në konsideratë ekzistencën e rregullave të rena dakord të ndarjes së kostos midis OST-ve përkatëse, së paku ato të krijuara sipas Nenit 74 të Rregullores 2015 / 1222.

Neni 31.

Investigimi i veprimeve të mundshme plotësuese përmirësues

1. Kur një RSC nuk është në gjendje t'i propozojë OST-ve të tij deleguese një veprim përmirësues efektiv dhe ekonomikisht efikas për të hequr një çënim të kufijve të sigurisë operacionale, RSC-ja duhet të koordinojë me RSC-të e tjera respektive në mënyrë që të përpiqet të gjejë një tjetër veprim ose grup veprimesh përmirësuese për ta hequr atë. Kur vepron kështu, RSC-të nuk do të marrin parasysh kufizimet e mundshme të krijuara në përputhje me Nenin 30 (3). Në rast se është identifikuar një veprim i tillë përmirësues ose një grup veprimesh përmirësuese, plani i tyre duhet të dakordohet nga të gjithë OST-të e prekur.
2. Për veprimet përmirësuese me kosto, identifikimi dhe marrëveshja për veprime të tilla përmirësuese në përputhje me paragrafin 1 mund të kufizohet në ato të mundshmet duke marrë në konsideratë ekzistencën e rregullave të ndarjes së kostove ndërmjet OST-ve përkatëse, të paktën ato të përcaktuara sipas Nenit 74 të Rregullores 2015/1222.

Neni 32.

Shkëmbimi i rezultateve

1. Secili RSC-ë do të shkëmbejë rezultatet e analizave të koordinuara rajonale të sigurisë operacionale me RSC-të e tjera që kanë zonë mbivendosje me të për kontrollin dhe konsolidimin e tyre kur kërkohet, sidomos për vlerësimin e ndikimit ndër-RSC. Ata së

paku duhet të shkëmbejnë informacion rreth veprimeve të nevojshme përmirësuese si dhe të gjithë informacionin e rëndësishëm, të dobishëm për të mbështetur rezultatet.

Neni 33.

Analiza e koordinuar e sigurisë operacionale ndër-rajonale për day-ahead

1. OST-të dhe RSC-të duhet të zbatojnë të paktën procesin e mëposhtëm të analizës së koordinuar të sigurisë operacionale ndër-rajonale për day-ahead, ku T0, T1, T2, T3, T4, T5 janë përcaktuar në përputhje me Nenin 44:
 - a. Jo më vonë se ora T0, të gjithë OST-të duhet të dorëzojnë MIRr-të që mbulojnë tërë ditën e ardhshme dhe RSC-të do ta vënë MPRr-të korresponduese në dispozicion të të gjithë OST-ve dhe RSC-ve para orës T1 ku T1 është e barabartë me T0 +60 minuta në përputhje me Nenin 22 (4) (d) të metodologjisë së hartuar sipas Nenit 70 (1) të SO GL.
 - b. Jo më vonë se ora T2, RSC-të duhet të kryejnë analizën e koordinuar rajonale mbi sigurinë operacionale siç kërkohet nga Neni 78(2) i SO GL.
 - c. Jo më vonë se në orën T2, RSC-të duhet të ndajnë midis tyre rezultatet e këtyre analizave të koordinuara rajonale mbi sigurinë operacionale. Ndërmjet T2 dhe T3, OST-të do të shpërndajnë MIRr-të e përditësuara duke marrë parasysh veprimet përmirësuese parandaluese të dakorduara gjatë kësaj analize të koordinuar rajonale mbi sigurinë operacionale dhe duke bërë gjithashtu të disponueshme veprimet korrigjuese përmirësuese të dakorduara gjatë kësaj analize të koordinuar rajonale mbi sigurinë operacionale.
 - d. Jo më vonë se ora T3, RSC-të do të vënë në dispozicion të të gjithë OST-ve dhe RSC-ve MPRr-të korresponduese në përputhje me Nenin 22 (4) (e) të metodologjisë së hartuar në përputhje me Nenin 70 (1) të SO GL.
 - e. Jo më vonë se ora T4 secili RSC do të kryejë një analizë ndihmëse të sigurisë operacionale rajonale të koordinuar siç kërkohet nga Nenit 78 (2) dhe (3) të SO GL në bazë të MPRr-ve të hartuara në përputhje me paragrafin (d), duke përfshirë aty ku është e rëndësishme analizën e përdorimit të veprimeve përmirësuese shtesë në përputhje me Nenin 30 (4) dhe Nenin 31.
 - f. Midis orës T4 dhe T5, RSC-të duhet të organizojnë një mbledhje, siç mund të jetë telekonferenca, ku ndahen rezultatet e analizave të koordinuara rajonale të kryera mbi sigurinë operacionale dhe veprimet përmirësuese të propozuara, në përputhje me paragrafin (e). Gjatë këtij takimi, OST-të dhe RSC-të do të konsolidojnë rezultatet përfundimtare të të gjithë procesit të përshkruar në paragrafët (a) deri (f). Gjithashtu OST-të duhet të bien dakord për veprimet përmirësuese në zbatim të Nenit 78 (4) të SO GL. Çdo OST do të marrë pjesë në këtë mbledhje ose do të emërojë RSC-në e tij për ta përfaqësuar atë në mbledhje, ndërsa OST mban përgjegjësinë ligjore për të rënë dakord për veprimet korrigjuese.
 - g. Secili OST duhet të përfshijë veprimet korrigjuese të dakorduara në përputhje me paragrafin (f) në MIRr-në e parë të tyre që duhet të sigurojë për periudhën Intraday pas T5, në përputhje me kërkesat e metodologjisë së hartuar sipas Nenit 70 (1) të SO GL.

2. Gjatë këtij procesi, RSC-të dhe OST-të mund të kenë shkëmbime shtesë të nevojshme për të ndihmuar në eficientësinë e tij.
3. Më vonë në Intraday, kur RSC-të kryejnë analizat e koordinuara rajonale të sigurisë operationale ose OST-të kryejnë analizat e koordinuara mbi sigurinë operationale, ata duhet të marrin rezultatet përfundimtare të analizës së koordinuar ndër-rajonale për day-ahead mbi sigurinë operationale si dhe veprimet përmirësuese të dakorduara si bazë reference, kundrejt të cilave do të vlerësohen përshtatjet e nevojshme.
4. Aty ku, në fund të procesit të analizës së koordinuar ndër-rajonal mbi sigurinë operationale për day-ahead cënimi i limiteve të sigurisë operationale mbetet i pazgjidhur, OST-të dhe RSC-të përkatëse do të bien dakord mbi objektivat dhe hapat e nevojshëm që duhet të ndiqen në Intraday për të përmirësuar menaxhimin e këtyre cënimeve të mbetura.
5. Kur zbatohet paragrafi (4), RSC-të përkatëse do të regjistrojnë ngjarjen dhe rezultatin e veprimtarisë Intraday për të menaxhuar këto cënime të mbetura pas procesit të vlerësimit të koordinuar ndër-rajonal mbi sigurinë operationale për day-ahead dhe do të raportojë këtë informacion në raportin e përgatitur në përputhje me Nenin 17 (2) të SO GL.

Neni 34.

Analiza e koordinuar rajonale mbi sigurinë operationale për Intraday

1. RSC-të do të synojnë në sinkronizimin e analizave të koordinuara rajonale mbi sigurinë operationale që ata kryejnë në përputhje me Nenin 78 të SO GL, për afatet kohore të harmonizuara në Intraday, duke marrë parasysh propozimet e miratuara të hartuara nga OST-të në rajonet e ndryshme të llogaritjes së kapacitetit në përputhje me Nenin 76 (1) të SO GL.

Neni 35.

Detyrat e koordinimit të planifikimit të ndërprerjeve

1. Në zbatim të neneve 80 (4) dhe 80 (5) të SO GL, kur një RSC dhe OST-të e tij deleguese nuk kanë arritur të heqin një papajtueshmëri në planifikimin e ndërprerjeve, kjo RSC duhet të koordinojë me RSC-të e tjera që të përpiqen të propozojnë zgjidhje ndër-RSC për të hequr papajtueshmërinë.

Neni 36.

Detyrat e vlerësimit të adekuacisë rajonale

1. RSC-të do të përcaktojnë një proces në mënyrë që të forcojë analizën e adekuacisë rajonale të kryer nga secili RSC siç kërkohet me Nenin 81 i SO GL, duke identifikuar kapacitetet e mbështetjes së mëtejshme midis rajoneve, për të paktën periudhën kohore të week-ahead si dhe afate të tjera të dakorduara.
2. Ky proces duhet të paktën të sigurojë që RSC-të të shkëmbejnë informacion mbi kapacitetet gjeneruese në dispozicion si dhe kapacitetet në interkoneksion dhe ngarkesën

në secilin rajon, kur kryejnë analizën e adekuacisë rajonale siç kërkohet nga Neni 81 i SO GL.

Pjesa 4

Përditësimet e parashikimit në lidhje me menaxhimin e pasigurisë

Kapitulli 1.

Parashikimet

Neni 37.

Parashikimi i gjenerimit periodik

1. Secili OST do të marrë në konsideratë kriteret e mëposhtme në përcaktimin e parashikimeve të gjenerimit të përhershëm në përputhje me paragrafët 2 deri 5:
 - a. Parashikimet e përcaktuara duhet të mbulojnë së paku zonën e kontrollit të OST-së, duke përfshirë gjenerimin periodik të lokalizuar në rrjetat kryesore të OSSH/OSMSH dhe duhet të plotësohen kur është e nevojshme në përputhje me paragrafin b;
 - b. Secili OST duhet të vlerësojë nëse ka raste kur gjenerimi periodik i instaluar në rajone të veçanta gjeografike brenda zonës së tij të kontrollit është i tillë që do të ishte i pamjaftueshëm për të përcaktuar parashikimin vetëm në nivelin e zonës së kontrollit. Kur identifikohen rastet të tilla, OST do të përcaktojë një frekuencë të përshtatshme të parashikimit për burimet periodike brenda rajonit gjeografik të identifikuar, në mënyrë që devijimet nga parashikimi të mos rrezikojnë sigurinë operacionale të sistemit të interkonektuar.
 - c. Kërkesat e paragrafëve (2) deri (5) do të konsiderohen si kërkesa minimale dhe secili OST do të vlerësojë nëse saktësia e parashikimeve të rezultuara është e mjaftueshme, në zbatim të neneve 70 (4) dhe 70 (5) të SO GL.
2. Kur kapaciteti total i instaluar i erës (respek. totalit diellor) është midis 1% dhe 10% të ngarkesës referente, secili OST do të përcaktojë/pranojë të paktën një parashikim të gjenerimit nga era (respek. diellore) të përcaktuar për day-ahead për çdo orë të ditës së shpërndarjes. Ai duhet të përcaktohet pasi të jetë vënë në dispozicion parashikimi i motit.
3. Kur kapaciteti total i instaluar i erës (respek. totalit diellor) është midis 10 dhe 40% të ngarkesës referente:
 - a. secili OST do të përcaktojë/pranojë një përditësim të parashikimit Intraday të gjenerimit nga era (respek. diellore) me bazë orare së paku 2 herë në ditë, bazuar në të paktën 2 parashikime të përditësuara të motit.
 - b. në rastet kur kapaciteti total i instaluar i erës dhe diellore janë secili mbi 10% të ngarkesës referente dhe shuma e kapacitetit total të instaluar të erës dhe të diellit është mbi 40%, secili OST do të përcaktojë /pranojë për çdo orë në Intraday një përditësim të parashikimit me bazë orare të erës dhe diellit, bazuar në të paktën 2 parashikime të përditësuara të

motit dhe duke përdorur vlerësimin më të mirë në dispozicion të gjenerimit aktual pasi ka kualifikuar që ai lejon përmirësimin e saktësisë së parashikimit, në krahasim me saktësinë që rezulton nga kërkesat e paragrafit 3 pika (a).

4. Kur kapaciteti total i instaluar i erës (respektivisht totalit diellor) është mbi 40% të ngarkesës referente, çdo OST do të përcaktojë/pranojë në Intraday për çdo orë një përditësim të parashikimit orar të erës (respek. diellore), bazuar në të paktën 2 parashikime të përditësuara të motit dhe duke përdorur vlerësimin më të mirë në dispozicion të gjenerimit aktual pasi kualifikohet që lejon përmirësimin e saktësisë së parashikimit, krahasuar me saktësinë që rezulton nga zbatimi i kërkesave të paragrafit 3 pika a.
5. Kur një tjetër lloj i kapacitetit të instaluar të gjenerimit të periodik, siç është prodhimi i hidrogjenit lumor, është mbi 1% të ngarkesës referente, secili OST do të përcaktojë/pranojë së paku një parashikim për këtë lloj gjenerimi, të përcaktuar me bazë orare për day-ahead për çdo orë ditën e shpërndarjes.

Neni 38.

Parashikimi i ngarkesës

1. Çdo OST do të marrë parasysh kriteret e mëposhtme në përcaktimin e parashikimeve të ngarkesës në përputhje me paragrafët 2 deri 3:
 - a. Parashikimet e përcaktuara duhet të mbulojnë së paku zonën e kontrollit të OST-së, duke përfshirë ngarkesën e rrjeteve kryesore të OSSH / OSMSH dhe duhet të plotësohen kur është e nevojshme në përputhje me paragrafin b;
 - b. Çdo OST do të vlerësojë nëse ka raste kur kushtet e ngarkesës dhe të rrjetit në rajonet specifike gjeografike brenda zonës së tij të kontrollit mund ta ishin të pamjaftueshme për të përcaktuar parashikimin vetëm në nivelin e zonës së kontrollit. Kur identifikohen raste të tilla, OST do të përcaktojë një frekuencë të përshtatshme të parashikimit për ngarkesën brenda rajonit gjeografik të identifikuar, në mënyrë që devijimet nga parashikimi të mos rrezikojnë sigurinë operacionale të sistemit të OST-ve;
 - c. Aty ku aspekte, të tilla si përgjigja e kërkesës ose rezervimi i energjisë, mund të ndikojë në parashikimin e ngarkesës, secili OST duhet të sigurojë që në parashikim janë marrë në konsiderate efektet e këtyre faktorëve;
 - d. Kërkesat e paragrafëve 2 deri 3 do të konsiderohen si kërkesa minimale dhe secili OST do të analizojë nëse saktësia e parashikimeve rezultuese është e mjaftueshme në zbatim të neneve 70 (4) dhe 70 (5) të SO GL.
2. Çdo OST do të marrë / përcaktojë për day-ahead një parashikim të ngarkesës me bazë orare për çdo ditë, duke përdorur informacionin më të mirë të disponueshëm gjatë day-ahead.
3. Për një zonë kontrolli ku gradient i MW / ° C është më i madh se 1% i ngarkesës referente, OST përkatës do të marrë/përcaktojë një parashikim të ngarkesës me bazë orare për tërë

ditën e shpërndarjes, bazuar në parashikimin e motit të përcaktuar të paktën në pasditen e ditës para ditës së shpërndarjes. Për zonën e kontrollit, OST përkatës do të krijojë /pranojë të paktën një përditësim në Intraday ndërmjet orës 0h dhe 12h për orët e mbetura të ditës së shpërndarjes.

Kapitulli 2.

Përditësimet e modeleve të rrjetit në Intraday

Neni 39.

Frekuenca e përditësimeve të modelit të rrjetit

1. Deri më 1 janar 2023 dhe pastaj të paktën çdo tre vjet, të gjithë OST-të do të vlerësojnë nevojën për të rishikuar frekuencën e përditësimit gjatë periudhës Intraday të modeleve individuale të rrjetit dhe modeleve e përbashkëta të rrjetit, siç përcaktohet në metodologjinë e hartuar sipas Nenit 70 (1) të SO GL duke marrë parasysh zhvillimin e pritshëm të parametrave të paqëndrueshëm, siç janë pozicionet e tregut, gjenerimit periodik, ngarkesa.

Pjesa 5

Qeverisja dhe implementimi

Kapitulli 1.

Qeverisja

Neni 40.

Identifikimi dhe qeverisja e funksioneve dhe mjeteve të përbashkëta

1. Të gjithë OST-të, me përkrahjen e RSC-ve, do të synojnë të identifikojnë rregullisht funksionet dhe mjetet e përbashkëta të nevojshme për një planifikim operativ të sigurtë dhe eficient të sistemit dhe informacionin e rëndësishëm të nevojshëm për tu të shkëmbyer mes tyre, së paku për të zbatuar detyrat e renditura në Nenet 78-79-80-81 të SO GL. Funksionet dhe mjetet si dhe informacioni i rëndësishëm që duhet të identifikohet duhet të jenë të përdorimit pan-evropian ose të përdorimit rajonal.
2. Për funksionet, mjetet dhe informacionin e rëndësishëm të identifikuar në përputhje me paragrafin (1), si dhe për ato që nevojiten për të zbatuar detyrën e ndërtimit të modelit të rrjetit të përbashkët siç përcaktohet në Nenin 79 të SO GL dhe mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ siç përcaktohet në Nenin 114 të SO GL, me mbështetjen e RSC-ve, duke përdorur, aty ku vlerësohet e dobishme, organet e ENTSO-E, burimet dhe buxhetin në këtë rast, në përputhje me dispozitat e statutit të ENTSO-E, të gjitha OST-të përkatëse duhet të:
 - a. vendosin për zhvillimin e tyre;
 - b. sigurojnë buxhetet e nevojshme për zhvillimin dhe mirëmbajtjen e tyre;
 - c. bien dakord mbi rregullat e aplikueshme për menaxhimin e zhvillimit dhe mirëmbajtjes, duke përfshirë përmirësimin,

- d. bien dakord mbi procesin e aplikueshëm për të zgjedhur subjektet pritëse për operimin e tyre, veçanërisht në aspektin e kompetencave dhe burimeve të nevojshme për të arritur nivelet e nevojshme të besueshmërisë, konfidencialitetit dhe sigurisë;
 - e. dakordojnë mbi karakteristikat e shërbimit të ofruar nga këto funksion edhe mjete.
3. Për të lehtësuar zhvillimin dhe operimin e funksioneve dhe mjeteve të identifikuar në përputhje me paragrafin (1), të gjitha OST-të, duke përdorur, aty ku ato konsiderohen të dobishme, organet dhe burimet e ENTSO-E, do të synojnë përdorimin ose përcaktimin e standardeve për menaxhimin e projekteve, shkëmbimin e të dhënave, shërbimeve të përbashkëta të IT.

Neni 41.

Vlerësimi i cilësisë së të dhënave

1. Për funksionet dhe mjetet si dhe informacionin e rëndësishëm të identifikuar në përputhje me Nenin 40, të gjithë OST-të respektive, me mbështetjen e RSC-ve, do të identifikojnë nëse të dhënat e shkëmbyera në këtë proces kërkojnë një menaxhim specifik të cilësisë së të dhënave të krahasueshëm me atë të hartuar në Nenin 23 të metodologjisë së hartuar sipas Nenit 70 të SO GL.
2. Kur identifikohet një nevojë e tillë, të gjitha OST-të respektive duhet të:
 - a. përcaktojnë, me mbështetjen e RSC-ve, kriteret e zbatueshme të cilësisë së të dhënave, procesin e zbatueshëm për të kontrolluar nëse kriteret janë përmbushur para se të përdoren të dhënat dhe procesin për monitorimin e arritjes së kriterëve të cilësisë së të dhënave;
 - b. identifikojnë, përdorin, aty ku konsiderohet e dobishme organet dhe burimet e ENTSO-E, një organ të përbashkët të ngarkuar me analizimin e rezultateve të monitorimit të cilësisë së të dhënave, duke rishikuar nivelin e cilësisë së kërkuar dhe përgatitjen e rishikimit të kriterëve të cilësisë së të dhënave.

Neni 42.

Monitorimi i koordinimit rajonal

1. Të gjitha OST-të, me mbështetjen e organeve dhe burimeve të ENTSO-E, do të organizojnë çdo tre vjet një hetim drejt OST-ve dhe RSC-ve, me qëllim që të mbledhin vlerësimin e tyre për përshtatshmërinë dhe efikasitetin e proceseve dhe rregullave të zbatuara për koordinimin e analizave mbi sigurisë operationale, koordinimin e ndërprerjeve dhe analizat e adekuacisë në terma afatshkurtër dhe afatmesëm në afatet kohore të planifikimit operacional. Ky hetim do t'i lejojë të gjitha OST-të të nxjerrin konkluzione dhe të identifikojnë, nëse ka, perspektiva përmirësuese në drejtim të:
 - a. cilësisë së të dhënave;
 - b. efikasitetit dhe përshtatjes së proceseve për aktivitetet e day-ahead dhe Intraday, dhe fleksibilitetin për të trajtuar situatat jashtë procedurës;

- c. disponueshmërisë së veprimeve përmirësuese për zgjidhjen e çështjeve të sigurisë së sistemit në një mënyrë të koordinuar, ku një qasje e koordinuar është e rëndësishme;
 - d. pengesat ekzistuese për koordinim.
2. Gjatë përcaktimit të fushëveprimit të këtij hetimi, për të mbajtur eficient procesin e hetimit, të gjithë OST-të duhet të marrin parasysh informacionin dhe konkluzionet e bëra në raporte të hartuara në përputhje me Nenin 17 të SO GL.
 3. Përfundimet e këtij hetimi do të publikohen në faqen e internetit të ENTSO-E. ENTSO-E do të informojë për këtë publikim Agjencinë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë dhe secili OST do të informojë ERE-në e tij.

Neni 43.

Raportimi mbi zhvillimin probabilistik të vlerësimit të riskut

1. Të gjitha OST-të, me mbështetjen e organeve dhe burimeve të ENTSO-E, do të monitorojnë, raportojnë dhe publikojnë në faqen e internetit të ENTSO-E deri më 31 dhjetor 2021 mbi progresin e arritur në Evropë në lidhje me analizën probabilistike mbi sigurinë operacionale dhe menaxhimin e rrezikut.
2. Kur raportojnë për progresin e arritur, të gjitha OST-të duhet:
 - a. të identifikojnë gjetjet që janë provuar mjaftueshëm për t'u shpjeguar kundrejt zbatimit operacional dhe të propozojë një udhërrëfyes për implementimin e tyre operativ;
 - b. shqyrtojnë çështjet dhe sfidat që ende kërkojnë aktivitete të mëtejshme të R & D;
 - c. përcaktojnë frekuencën e përditësimit të këtij raporti duke marrë parasysh progresin e pritshëm që do të bëhet në vitet pasuese. Nëse nuk mund të përcaktohet një frekuencë e tillë, do të përdoret një frekuencë një herë në tre vjet.
3. Deri më 31 dhjetor 2019, të gjitha OST-të do të identifikojnë të dhënat që duhet të mblidhen në mënyrë që të përgatiten për një përdorim potencial të ardhshëm të vlerësimit të sigurisë operacionale probabilitare të koordinuar dhe menaxhimit të riskut dhe më pas ta rishikojnë atë në bazë të gjetjeve nga raportimet të përcaktuara në përputhje me paragrafët (1) dhe (2).
4. Të gjithë OST-të duhet të krijojnë proceset operacionale të kërkuara për mbledhjen e të dhënave të përmendura në paragrafin 3.

Kapitulli 2.

Implementimi

Neni 44.

Përkufizimi i orëve të përbashkëta

1. 3 muaj pas miratimit të kësaj metodologjie, të gjithë OST-të, me mbështetjen e të gjitha RSC-ve, së bashku do të përcaktojnë orët T0 deri në T5. ENTSO-E do t'i publikojë këto orë në faqen e saj të internetit.

2. Për aq kohë sa ENTSO-E nuk i ka publikuar këto orë, do të zbatohen vlerat e mëposhtme: T0 = 18.00 CET; T2=20.00 CET; T3=20.45 CET; T4=21.30 CET; T5= 22.00 CET.
3. Të gjithë OST-të do të vlerësojnë çdo tre vjet adekuacinë e procesit të analizës së koordinuar ndër-rajonale mbi sigurinë operationale për day-ahead, siç përcaktohet në Nenin 33 sipas nevojave. Ata së paku do të analizojnë mundësitë për të filluar më herët dhe për të zvogëluar gjatësinë totale të procesit. Rezultati i vlerësimit të parë duhet të jetë në dispozicion jo më vonë se dy vjet pas fillimit të funksionimit të procesit.

Neni 45.

Afatet kohore për implementim

1. Me miratimin e metodologjisë së paraqitur, secili OST do ta publikojë atë në internet në përputhje me Nenin 8 (1) të SO GL.
2. Pas miratimit të këtij metodologjie dhe nëse nuk parashikohet ndryshe në nenet e mëparshme ose në paragrafët e mëposhtëm të këtij Neni, çdo OST dhe RSC-të do të zbatojnë kërkesat e kësaj metodologjie brenda 6 muajve pas miratimit të saj.
3. Pas miratimit të kësaj metodologjie, brenda 12 muajve çdo OST do të zbatojë kërkesat e Nenit 38 dhe brenda 24 muajve kërkesat e Nenit 37.
4. RSC-të dhe OST-të deleguese, që preken nga zbatimi i kërkesave të Nenit 27, brenda 6 muajve pas paraqitjes së propozimit(ve) që do të hartohet(n) nga OST-të përkatëse në zbatim të neneve 76 dhe 77 të SO GL duhet të kenë përcaktuar elementet e përcaktuar në paragrafët 1 dhe 2 .
5. Jo më vonë se 6 muaj pas kryerjes së detyrës së ngarkuar RSC-së kundrejt OST-së së tij në përputhje me Nenin 78 të SO GL, në zbatim të propozimit të miratuar të këtyre OST-ve sipas kërkesave të Nenit 76 dhe 77 të SO GL, RSC-të përkatëse dhe këta OST-të do të marrin pjesë në procesin e analizës së koordinuar ndër-rajonale mbi sigurinë operationale për day-ahead në përputhje me Nenin 33 .
6. Jo më vonë se 6 muaj pas kryerjes së detyrave të RSC-së në përputhje me Nenin 78 të SO GL, në zbatimin e propozimeve të miratuara siç kërkohet nga Neni 76 dhe 77 i SO GL, RSC-të përkatëse do të zbatojnë kërkesat e Nenit 30, Nenit 31 dhe Nenit 32 .
7. Jo më vonë se 6 muaj pas kryerjes së detyrave të RSC në përputhje me Nenin 79 të SO GL, në zbatimin e propozimeve të miratuara siç kërkohet nga Neni 76 dhe 77 i SO GL, RSC-të përkatëse duhet të kenë kryer organizimin përkatës mes tyre për të garantuar disponueshmërinë e modeleve të përbashkëta të rrjetit në përputhje me Nenin 29.
8. Jo më vonë se 6 muaj pas kryerjes së detyrave të RSC në përputhje me Nenin 80 të SO GL, në zbatimin e propozimeve të miratuara siç kërkohet nga Neni 76 dhe 77 i SO GL, RSC-të përkatëse duhet të zbatojnë kërkesat e Nenit 35.
9. Jo më vonë se 6 muaj pas kryerjes së detyrave të RSC në përputhje me Nenin 81 të SO GL, në zbatimin e propozimeve të miratuara siç kërkohet nga Neni 76 dhe 77 i SO GL, RSC-të përkatëse duhet të zbatojnë kërkesat e Nenit 36.
10. Brenda tre muajve pas miratimit të këtij metodologjie, çdo OST do të zbatojë kërkesat e Nenit 5 (1) dhe Nenit 6 (1). Në rast se MPRr-të e kërkuara në përputhje me Nenin 67 të SO GL nuk janë të disponueshme kur kjo metodologji është aprovuar, secili OST do të zbatojë kërkesat e këtyre neneve brenda tre muajve pasi këto MPRr-të të jenë në dispozicion.

11. Tre muaj pas marrjes së të dhënave të nevojshme nga OSSH / OSMSH-të, në përputhje me Nenin 3 (8), aty ku është e zbatueshme, secili OST do të zbatojë Nenin 5 (4).
12. Çdo OST do të zbatojë kërkesat e Nenit 4, nëse aplikohen, brenda gjashtë muajve pas pranimin të të dhënave të nevojshme nga OST-të, OSSh-të / OSMSH-të dhe SGU-të përkatëse sipas Nenit 4 (5).

Neni 46.

Gjuha

1. Gjuha e referencës për këtë Metodologji të CSA do të jetë Anglishtja. Për shmangien e dyshimit, ku OST-të duhet ta përkthejnë këtë propozim në gjuhën(t) e tyre kombëtare, në rast të mospërputhjeve midis versionit në gjuhën angleze të botuar nga OST-të në përputhje me Nenin 8 (1) të SO GL dhe çdo versioni në një gjuhë tjetër, OST-të përkatëse duhet që t'u sigurojnë autoriteteve përkatëse kombëtare rregullatore një përkthim të përditësuar të propozimit, në përputhje me legjislacionin kombëtar.

Shtojca I

AI.1 Pragu i influencës

Faktori i influencës së flukseve vlerësohet duke llogaritur dy faktorë elementarë: faktori i influencës i identifikimit të flukseve dhe faktori i influencës të filtrimit të flukseve. Këta faktorë janë përcaktuar në AI.2.

Grupi i elementeve	Pragu i influencës i identifikimit të flukseve	Pragu i influencës i filtrimit të flukseve	Pragu i influencës i tensionit
Zona e observimit	5 – 10 %	3 – 5%	0.01 – 0.02 p.u
Lista e kontigjencave të jashtme	15 – 25%	3 – 5%	0.03 – 0.05 p.u

AI.2 Metoda e llogaritjes së influencës

Për të llogaritur influencën e elementeve me vendndodhje jashtë zonës së kontrollit të OST-së, në zonën e saj të kontrollit janë prezantuar përkufizimet e mëposhtme (Figura 1):

- Elementi (t) është një element i rrjetit me vendndodhje në zonën e kontrollit të OST-së dhe i cili influencohet nga një element i vendosur jashtë zonës së kontrollit të OST-së;
- Elementi (r) është një element i rrjetit me vendndodhje jashtë zonës së kontrollit të OST-së influenca e të cilit është analizuar.
- Elementet (i) janë elementët e rrjetit me vendndodhje ose brenda ose jashtë zonës së kontrollit të OST-së të cilët janë të çkycur për të përfaqësuar ndërprerjet e planifikuara (ose të detyruara).

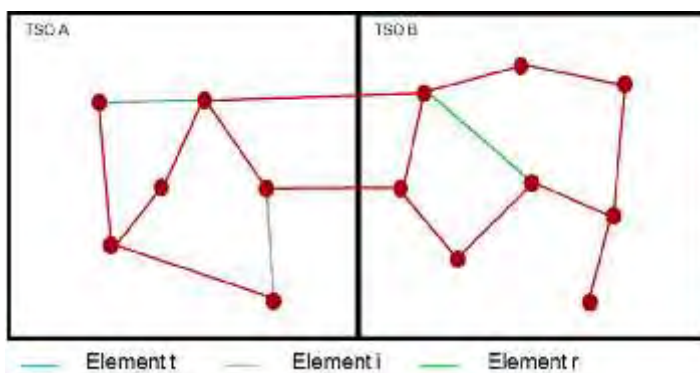


Figura 1

AI.2.1 Faktori i influencës së flukseve

AI.2.1.1 Elementet e rrjetit

Influenca e elementit të rrjetit (r) analizohet nga secili OST duke përdorur formulën e mëposhtme:

$$IF_r^{pf,id} (\text{in } \%) = \text{MAX}_{V \in I, N \in S, V \in T} \left(\frac{P_{S,n-t-r}^t - P_{S,n-i}^t}{P_{S,n-i}^r} \cdot \frac{PATL^{S,r}}{PATL^{S,t}} \cdot 100 \right)$$

$$IF_r^{pf,f} (\text{in } \%) = \text{MAX}_{V \in I, N \in S, V \in T} \left(\frac{P_{S,n-t-r}^t - P_{S,n-t}^t}{P_{S,n-i}^r} \cdot 100 \right)$$

Ku:

$IF_r^{pf,id}$: Faktori i influencës së identifikimit të flukseve i një elementi (r) në zonën e kontrollit të OST-së. Faktori standartizohet në mënyrë që të marrë parasysh ndikimet e mundshme të shkaktuara nga ndryshimet në vlerat e PATL.

$IF_r^{pf,f}$: faktori i influencës së filtrimit të flukseve i një elementi (r) në zonën e kontrollit të OST-së. Ky faktor nuk standardizohet.

S: Skenarët. Parametrat e sistemeve HVDC dhe PST janë supozuar tashme të përcaktuar për skenarë të ndryshëm, në mënyrë koherente, në kontekstin e procesit të hartimit të skenarëve/MPRr-ve.

t: Elementi i rrjetit me vendndodhje brenda zonës së kontrollit të OST-së ku vërehet ndryshimi i fuqisë aktive;

T: Grup i elementëve me vendndodhje në zonën e kontrollit të OST-së, i cili është pjesë e MPRr-se dhe për të cilët është kryer analiza;

i : Elementi i rrjetit me vendndodhje ose në zonën e kontrollit të OST ose jashtë zonës së kontrollit të OST-së (i ndryshëm nga elementët r dhe t) konsiderohen të jenë të çkycur nga rrjeti gjatë analizës së formulës;

I: Grup i elementëve të rrjetit, me vendndodhje ose në zonën e kontrollit të OST-së ose jashtë zonës së kontrollit të OST-së, modeluar në modelin e rrjetit, ndërprerja e mundshme e të cilëve duhet të merret parasysh gjatë analizës;

r: Element i rrjetit me vendndodhje jashtë zonës së kontrollit të OST-së, për të cilin është analizuar faktori i influencës së flukseve;

R: Grup i elementëve të rrjetit për t'u analizuar që ndodhen jashtë zonës së kontrollit të OST-së;

P_{n-i}^t : Flukset e fuqisë aktive mbi elementin (t) të lidhur me elementin e rrjetit (r) të lidhur me rrjetin dhe me elementin (i) të çkycur nga rrjeti.

P_{n-i}^r : Flukset e fuqisë aktive mbi elementin (r) kur lidhet me rrjetin, duke e konsideruar elementin (i) të çkycur nga rrjeti.

P_{n-i-r}^t : Flukset e fuqisë aktive mbi elementin (t) të lidhur me elementin e rrjetit (r) dhe ku elementi është i çkycur nga rrjeti.

$PATL^{S,t}$: Ngarkesa e lejuar e përhershme e Transmetimit është ngarkesa në MVA ose MW që mund të pranohet nga elementi i rrjetit (t) në skenarin (s) për kohëzgjatje të pacaktuar.

$PATL^{S,r}$: Ngarkesa e lejuar e përhershme e Transmetimit është ngarkesa në MVA ose MW që mund të pranohet nga elementi i rrjetit r në skenarin s për kohëzgjatje të pacaktuar.

Shënim: Këto llogaritje do të bëhen brenda zonës sinkrone. Parimisht, $IF_r^{pf,id}$, $IF_r^{pf,f}$ janë të barabarta me zero kur (t) dhe (r) nuk gjenden në të njëjtën zonë sinkrone.

Formula duhet të zbatohet për secilin element rrjeti (r) që i përket grupit (R), duke analizuar ndikimin e tij në çdo element (t) të zonës së kontrollit të OST-së për të cilin

është kryer analiza dhe duke marrë në konsideratë ndërprerjet e mundshme. (elementit të rrjetit (i)) (Figura 1).

Faktori i influencës i një elementi të lidhur në një zonë të caktuar sinkrone mbi një element tjetër të lidhur në një zonë të ndryshme sinkrone do të jetë i barabartë me 0. Ndërprerjet e lidhjeve HVDC brenda një zone sinkrone trajtohen si ndërprerje të elementëve AC.

Secili OST do të klasifikojë një element "r" të përzgjedhur për një lloj të caktuar të llogaritjes së faktorit të influencës (zonës së vëzhgimit ose kontigjencave të jashtme) kur plotësohen njëkohësisht kushtet e mëposhtme:
 faktori i influencës i identifikimit të flukseve > Pragu1-i-zgjedhur
 faktori i influencës i filtrimit të flukseve > Pragu2-i-zgjedhur
 ku Pragu1-i-zgjedhur dhe Pragu2-i-zgjedhur janë zgjedhur në mënyrë unike nga OST brenda diapazonëve të dhënë më lart në AI.1

AI.2.2 Faktori i influencës së tensionit

Nëse një OST vendos të përdorë faktorët e influencës së tensionit në përcaktimin e listave të lartpërmendura (zonës së vëzhgimit ose kontigjencave të jashtëm), ndikimi i elementit të rrjetit (r) do të analizohet duke përdorur formulën e mëposhtme:

Ku:

IF_r^v : Faktori i influencës së tensionit i një elementi (r) të rrjetit në një nyje (m) të zonës së kontrollit të OST-së;

s : Skenarët. Parametrat e sistemeve HVDC dhe PST janë supozuar tashmë të përcaktuar për skenarë të ndryshëm, në mënyrë koherente, në kontekstin e procesit të hartimit të skenarëve/MPRr-ve.

r: Element i rrjetit me vendndodhje jashtë zonës së kontrollit të OST-së, për të cilin është analizuar faktori i influencës së flukseve;

R: Grup i elementëve të rrjetit për tu analizuar që ndodhen jashtë zonës së kontrollit të OST-së;

$V_{s,n-1}^{m,r}$: Tensioni në elementin e rrjetit (r) të rrjetit; nyjën (m) me shkëputur nga

$$IF_r^v = MAX_{s, \forall m(m \in M)} \left(\left| \frac{V_{s,n-1}^{m,r} - V_{s,n}^m}{V_{base}^m} \right| \right)$$

$V_{s,n}^m$: Tensioni në nyjën elementin e rrjetit (r) të lidhur në rrjet;

V_{base}^m :Tensioni nominal në nyjën (m).

Formula duhet të zbatohet për secilin element rrjeti (r) që i përket grupit (R), duke analizuar influencën e tij në çdo nyje (n) të zonës së kontrollit të OST-së. Faktori i influencës së tensionit i një elementi (r) është vlera maksimale e llogaritjeve të mëparshme.

Prandaj, faktori i influencës së tensionit është Devijimi maksimal i Tensionit në çdo nyje të brendshme (m) që rezulton nga ndërprerja e një elementi (r) të rrjetit për çdo skenar. Për hir të thjeshtësisë, tensioni shprehet në një njësi. Ndryshe nga influenca e flukseve, ndikimi në tensionin e elementit të rrjetit është shumë i varur nga modeli i

ngarkesës/gjenerimit, p.sh. nga ngarkesa aktive dhe reaktive e elementit të rrjetit në skenarët e shqyrtuar.

Kur një OST synon të përdorë faktorët e influencës së tensionit, OST do të klasifikojë një element "r" të përzgjedhur për një lloj të caktuar të llogaritjes së faktorit të influencës (zonës së vëzhgimit ose kontigjencave të jashtme) kur plotësohen kushtet e mëposhtme:
faktorin e influencës së tensionit > Pragu-i-zgjedhur ku Pragu-i-zgjedhur është zgjedhur nga OST brenda diapazonëve të dhënë më lart në AI.1

**Supporting document to the all TSOs’
proposal for the methodology for
coordinating operational security
analysis in accordance with article 75 of
Commission Regulation (EU) 2017/1485
of 2 August 2017 establishing a guideline
on electricity transmission system
operation and for the methodology for
assessing the relevance of assets for
outage coordination in accordance with
Article 84 of the same Regulation**

10 July 2018

1

2 **Disclaimer**

3 This explanatory document is provided by all Transmission System Operators (TSOs) for
4 information purposes only and accompanying the all TSOs’ proposal for the methodology for
5 coordinating operational security analysis in accordance with article 75 of Commission Regulation
6 (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system
7 operation and for the methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in
8 accordance with article 84 of the same Regulation.

9

10

11 Contents

12	Contents.....	2
13	1. Introduction	4
14	2. Roles and organisation of security analysis in operational planning	7
15	2.1 Types and chaining of security analyses in the short-term.....	7
16	Day-Ahead.....	7
17	Intraday.....	9
18	Sequential activities in intraday.....	9
19	3. Influence	12
20	3.1 Introduction	12
21	3.2 Approach for assessing the influence of transmission system elements and SGUs	12
22	Introduction	12
23	Method for Influence factor determination	12
24	3.3 Methodology for the Identification of TSO observability area and external contingency list	14
25	Introduction	14
26	Process for Observability Area identification	15
27	Process for Contingency List identification	17
28	Update of TSO observability area and external contingency list	19
29	3.4 Methodology for assessing the relevance of generating modules, demand facilities, and grid	
30	elements for outage coordination (Art. 84) - RAOCM	19
31	Introduction	19
32	Process for Relevant Asset List identification.....	19
33	Influence factor of SGUs.....	20
34	Update of the Relevant Asset List.....	21
35	3.5 Influence thresholds selection	22
36	Observability influence threshold.....	23
37	Contingency influence threshold.....	23
38	Relevance influence threshold.....	23
39	3.6 Power flow Identification influence factors and Power Flow Filtering factors: how they are	
40	complementary	24
41	4. Risk Management	26
42	4.1 Introduction	26
43	4.2 Risk Management principles	26
44	4.3 Assessment of consequences	28
45	Material and Operating Limits	28
46	Evolving contingency	28

47	Impact Analysis & Acceptable consequences	29
48	4.4 Identification of contingencies	29
49	Classification of Contingencies	29
50	Contingencies probability	31
51	Impact of contingencies	32
52	Exchange of information with neighbouring TSOs	33
53	Towards a probabilistic risk management process	33
54	4.5 Remedial actions to coordinate	34
55	Timescale for the activation of remedial actions	34
56	Identification of remedial actions to coordinate	35
57	Determination of cross-border impact	36
58	Remedial actions coordination	37
59	Consistency of the different proposals pursuant to Article 76	38
60	5. Uncertainties	39
61	5.1 Introduction	39
62	5.2 Uncertainties: what are they, what is their impact on operational security analysis?	39
63	Generation	39
64	Demand	39
65	Market uncertainties	40
66	Other uncertainties	40
67	5.3 Objectives of security analyses	40
68	5.4 Managing Uncertainties	41
69	Suggested approaches	43
70	Choice for Long Term studies	43
71	Choice for short term studies	44
72	Handling of specific weather risks or other exceptional not planned event	45
73	5.5 Forecast updates principles	45
74	Forecast updates of intermittent generation	46
75	Forecast updates of load	47
76	6. RSC Coordination	48
77	6.1 General requirements	48
78	6.2 Requirements linked to CGM build	49
79	6.3 Requirements linked to coordinated regional operational security assessment	49
80	6.4 Requirements linked to outage planning coordination	50
81	6.5 Requirements linked to regional adequacy assessment	50
82	7. ENTSO-E role	51
83	7.1 Governance	51

84	7.2	Data quality	51
85	7.3	Monitoring.....	52
86		ANNEX I: Cross-reference between SO GL requirements and CSA/RAOC methodologies.....	53
87		ANNEX II: Effect of generation pattern/level of flows on the calculation of influence factors	58
88			

89 1. Introduction

90

91 The Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on
92 electricity transmission system operation (hereinafter “**SO GL**”) was published in the official
93 Journal of the European Union on 25 August 2017 and entered into force on 14 September 2017.
94 The SO GL sets out guidelines regarding requirements and principles concerning operational
95 security, as well as the rules and responsibilities for the coordination between TSOs in operational
96 planning. To deliver these objectives, several steps are required.

97 One of these steps is the development of the methodology for coordinating operational security
98 analysis in accordance with article 75 of the SO GL (hereinafter “**CSAM**”), and the methodology
99 for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with article 84
100 (hereinafter “**RAOCM**”), 12 months after entry into force of the SO GL. CSAM and RAOCM are
101 subject to public consultation in accordance with article 11 of the SO GL.

102 This supporting document has been developed in recognition of the fact that the CSAM and the
103 RAOCM, which will become legally binding documents after NRAs’ approval, inevitably cannot
104 provide the level of explanation, which some parties may desire. Therefore, this document aims to
105 provide interested parties with the background information and explanation for the requirements
106 specified in the CSAM and the RAOCM.

107

108 The supporting document provides explanations developed in the following chapters:

- 109 • Chapter 2-Roles and organisation of security analyses: this is a transversal part
- 110 • Chapter 3-Influence: this chapter is linked to requirements provided in Art 75(1)(a) and Art
111 84 of SO GL
- 112 • Chapter 4-Risk Management: this chapter is linked to requirements provided in Art 75(1)(b);
113 it also provides additional elements which are linked to those provided in Chapter 2
- 114 • Chapter 5-Uncertainties: this chapter is linked to requirements provided in Art 75(1)(c)
- 115 • Chapter 6-RSC coordination: this chapter is linked to requirements provided in Art 75(1)(d)
- 116 • Chapter 7-ENTSO-E role: this chapter is linked to requirements provided in Art 75(1)(e)

117

118 Additionally, a cross-reference is available in Annex. This table reminds the detailed wording of
119 articles of SO –GL linked to CSAM-RAOM and how they are addressed in CSAM or RAOM.

120

121 **Link with other methodologies**

122 CSAM and RAOCM are also in relation with some other methodologies required by SO GL or the
123 Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity
124 allocation and congestion management (hereinafter CACM). More precisely:

125 CSAM provides several requirements which are identified by TSOs as necessary to be harmonized
126 at pan-European level and which shall be respected by the more detailed proposals set-up at CCR
127 level, as requested by SO GL Art. 76-77. Such requirements concern:

- 128 • Identifying which remedial actions need to be coordinated, i.e. remedial actions which
129 cannot be decided alone by a TSO but need to be agreed by other affected TSOs
- 130 • Identifying which congestions on which grid elements need to be solved at regional level
131 under the coordination task delegated to a RSC, in accordance with SO GL Article 78
- 132 • Identifying which rules need to be applied to ensure inter-RSC coordination when RSCs
133 provide their tasks to the TSOs,
- 134 • Requesting a minimum number of intraday security analyses to be done by a TSO (or
135 delegated to its RSC)

136 Please note that the process for the management of the remedial actions in a coordinated way is not
137 part of CSAM. This shall be developed by TSOs at CCR level in accordance with Art 76-77, while
138 respecting the requirements set-up in CSAM.

139 CSAM also does not provide requirements to determine which remedial actions are of cross-border
140 relevance and can be used to solve congestions which need to be solved at regional level; this is left
141 to regional choice at CCR level when developing the proposal in accordance with Art 76-77 (and
142 the proposal in accordance with Article 35 of CACM)

143

144 CSAM is also in relation with the all-TSOs methodology Common Grid Model V3 (CGMM V3)
145 developed in accordance with SO GL Articles 67 and 70, as follows:

- 146 • CSAM provides requirements defining which remedial actions shall be included (or may be
147 included) in an individual grid model (IGM), while CGMM defines how to include them in
148 the IGMs, and then in the CGMs.
- 149 • CSAM defines timestamps in day-ahead (named T0 to T5) which are required for a proper
150 inter-regional coordination in day-ahead, while some of these timestamps are used in the
151 CGMM to define the process of building the IGMs and CGMs required by this coordination.

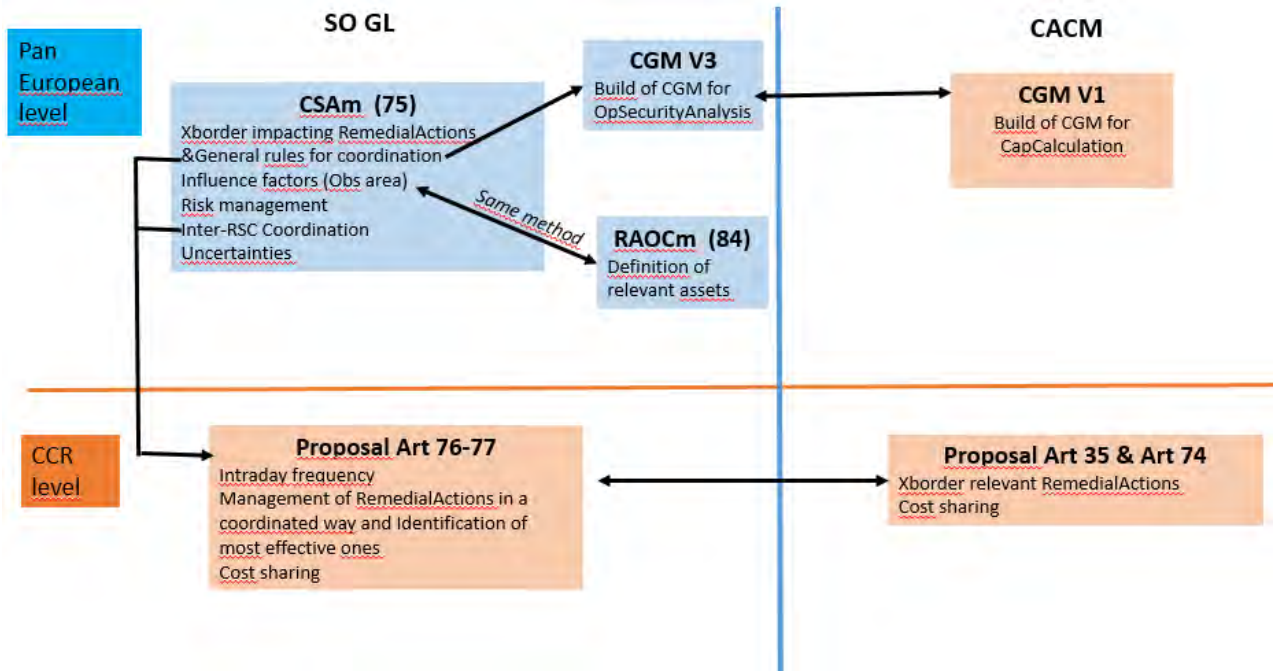
152

153 Additional links exist at regional level between:

- 154 • Proposals required by Art 76-77 of SO GL which deal with the management of the remedial
155 actions in a coordinated way and Art 35 of CACM
- 156 • Proposals required by Art 76-77 of SO GL which deal with the cost sharing of the remedial
157 actions managed in a coordinated way and Art 74 of CACM

158

159 Such links are summarized below (only main interactions are shown):



160
161

162 2. Roles and organisation of security analysis in operational planning

163 In the long term (year-ahead to week-ahead), operational security analyses are mainly focused on
164 the outage planning process to ensure that these outages will be compatible with a secure operation
165 and on the evaluation on general assessment of the expected security of the system in terms of
166 expected congestion and adequacy. SO GL provides requirements to do these activities in a
167 coordinated way, and CSAM/RAOCM provides for some additional rules (such as the determination
168 of exceptional contingencies, the activities needed to facilitate the identification in the short term of
169 remedial actions which need to be coordinated, the management of uncertainties in long-term
170 studies...). Those rules are explained notably in the chapters Risk management and Uncertainties in
171 this document.

172 In the short-term, mainly from day-ahead, operational security analyses mainly deal with the
173 identification of risks on the interconnected system of operational security limits violations, trying
174 to find the appropriate remedial actions, according to SO GL Article 21, and ensuring the
175 coordination of these remedial actions.

176
177 These activities –long and short term- are also linked to the capacity calculation processes which
178 determine capacities between bidding zones which can be offered to the market participants; those
179 capacities are computed on the basis of a set of expectations. It's only when these expectations are
180 verified in real time that the use of these capacities will respect the security of the system. As a
181 result, at any moment ahead of real time, one of the roles of operational security analyses is to check
182 that the positions taken by market participants are expected to be compatible with the system
183 security, and if it is not the case, to prepare remedial actions.

184
185 According to SO GL, in long term as well in short term, coordinated security analyses are done on
186 a common grid model in the operational planning phase.

187
188 The following chapter provides a focus on the realisation of security analyses in the short-term in
189 order to facilitate the description of the security analyses done by TSOs and by RSCs in accordance
190 with SO GL and CSAM and how they interfere between them. As such, this chapter 2 of the
191 supporting document provide general information which is transversal to the different topics covered
192 by CSAM and has notably interactions with chapter 4 “risk management”, chapter 5 “Uncertainties”
193 and chapter 6 “RSC coordination”.

194

195 2.1 Types and chaining of security analyses in the short-term

196 Day-Ahead

197 TSOs identify that a very important step to assess security is at the end of D-1 and needs a well-
198 coordinated sequential process, for the following reasons:

- 199 • the results of the Day-Ahead market are known,
- 200 • there exists still a relatively long period of time ahead of real time to allow in-depth studies
201 and relatively complex processes, or to decide a remedial action which needs a long
202 preparation time (such as starting a unit)
- 203 • planned outages are finalized and late forced outages can already be taken into account
- 204 • quite good forecasts for load and intermittent generation are available
- 205 • most of the contracted reserves (FCR, FRR, RR) have been allocated to their suppliers.

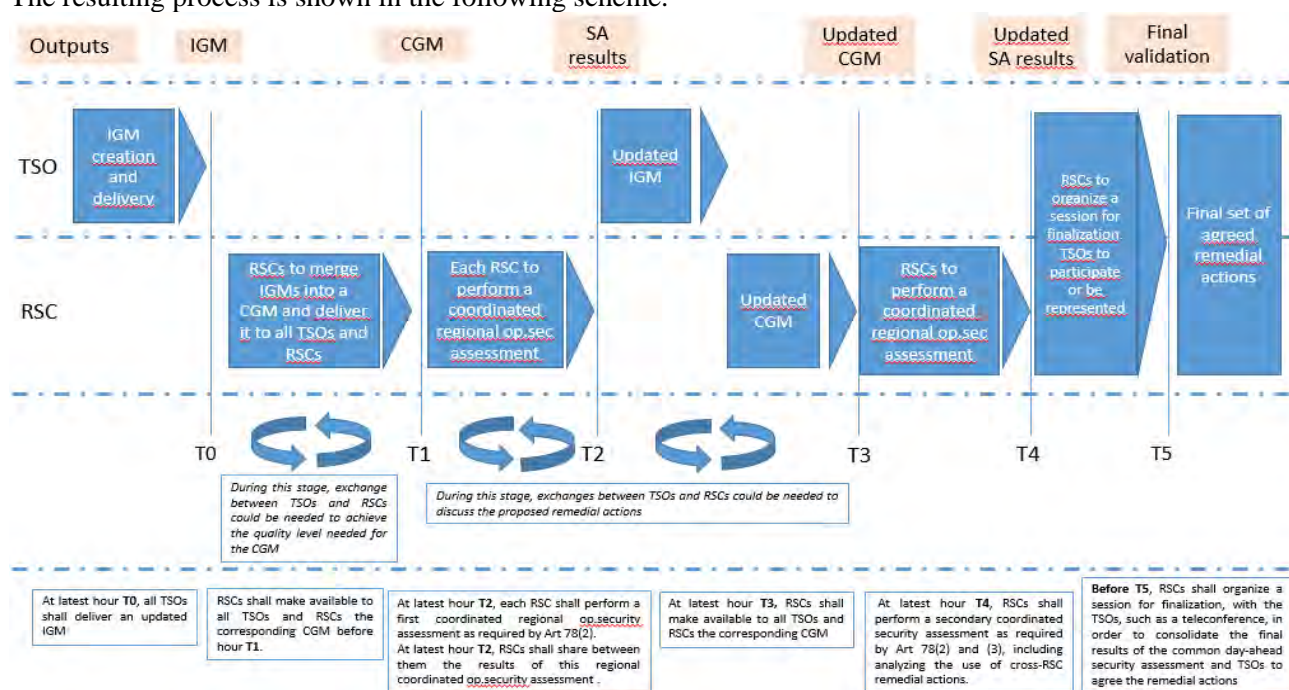
206 This process shall include regional coordination but also cross-regional coordination through RSCs
 207 coordination. This process shall allow:

- 208 - to design remedial actions in a coordinated manner at a regional level, using the agreed
 209 conditions pursuant to SO GL art 76-77,
- 210 - but also, to identify cross-regional effects of such remedial actions and ensure they are agreed
 211 by all affected TSOs,
- 212 - or, alternatively, when a congestion cannot be relieved using available remedial actions at
 213 regional level (or in an inefficient way), to elaborate cross-regional remedial actions able to
 214 relieve it.

215 It is the reason why the process described in Article 33 has been introduced in the CSAM. It is
 216 inspired of the current existing process between Coreso, TSCNet and their TSOs, with several
 217 improvements enhancing the inter-RSC coordination in order to ensure that potential remedial
 218 actions identified in one region are taken into account for their effects on the adjacent regions, before
 219 final remedial actions decided at this stage are identified and validated by all concerned parties,
 220 whereas formalization of final outputs is also enhanced. This process broadly consists of the
 221 following steps:

- 222 - Build of an initial CGM
- 223 - Coordinated regional security assessment in each region (where inter-RSC coordination is
 224 already possible)
- 225 - Build of revised IGMs/CGM including (preliminary) remedial actions identified in the
 226 previous step
- 227 - Secondary coordinated regional security assessment
- 228 - Final exchange of information between all RSCs and TSOs to consolidate final results of the
 229 security analyses and agreement of all decided remedial actions. (A TSO may delegate to its
 230 RSC its agreement).

231 The resulting process is shown in the following scheme.



232
 233

Figure 1

234 The result of this process will consist in security assessment results and agreed remedial actions
235 which will be taken as a reference basis. Further intraday security analyses results should be assessed
236 in the intraday with respect to this reference basis.

237 With respect to the heavily constrained period of the end of day-ahead in the TSOs and RSCs rooms,
238 while ensuring its efficiency, this process needs to start at a given time T0 and end not later than a
239 given time T5. In case there remains some security violations not solved (e.g. no agreement on the
240 remedial actions), Art 33(4) provides that concerned TSOs and RSCs shall agree on the needed steps
241 in intraday to address them at best, and RSCs shall report on these situations in their annual reports.

242 This process is new and is expected to evolve with practice; it is also expected to evolve in duration
243 because of evolution of tools. For these reasons, and considering this process does not impact other
244 stakeholders, TSOs consider worth not to hard-lock the values of the hours T0 to T5 in the
245 methodology, but to leave them open for definition/update by TSOs, subject to publication on
246 ENTSO-E website. In addition, when the process will have been applied for a maximum of 2 years,
247 all TSOs are required to use the collected experience to review if necessary these T0 to T5 values,
248 notably to assess the opportunities for ending earlier (which could be beneficial for capacity
249 calculation processes and for activation of long-lasting remedial actions) and/or reducing the total
250 duration.

251

252 **Intraday**

253 In intraday, there is no good argumentation which would justify a request to synchronize the security
254 assessments done by the different TSOs and RSCs everywhere in Europe. It could be even
255 detrimental to the ability to design the most adequate timings, with respect to control area/region
256 specificities. This orientation is also needed to actually leave TSOs of each CCR with their full
257 ability to determine their needs in terms of frequency and hours of coordinated regional security
258 analyses at CCR level in application of SO GL Art. 76-77.

259 Nevertheless, in order to ensure a minimal common pan-European approach in terms of securing
260 security analyses results with respect to the impacts of uncertainties, which need to update
261 IGM/CGM and assess system security on these updated system forecasts, the CSAM includes a
262 request (Art. 24) for each TSO to run at least 3 coordinated operational security analyses for its
263 control area in intraday. These analyses can be totally or partially covered by the RSC tasks agreed
264 at CCR level. This value is based on a minimum obligation to update security analyses in order to
265 reduce risks of inappropriate decisions made on old inaccurate forecasts and is consistent with the
266 fact that the CGM methodology developed pursuant to SO GL Art. 70 requests all TSOs to update
267 their IGMs at least 3 times in intraday and RSCs to produce corresponding CGMs.

268

269 **Sequential activities in intraday**

270 In general, in intraday, in order RSCs to realize coordinated regional operational security
271 assessments and TSOs to validate their results, the following tasks have to be performed:

- 272 • TSOs have to prepare an IGM with their updated values, included previously agreed remedial
273 actions. When delivering their IGM, they may run local security analyses (called “local
274 preliminary assessment” in CSAM) to identify constraints mainly due to internal flows and
275 include corresponding remedial actions if needed. But those local security analyses are not
276 always pertinent, for example when they are expected to be eliminated when more precise
277 flows are computed on the CGM.

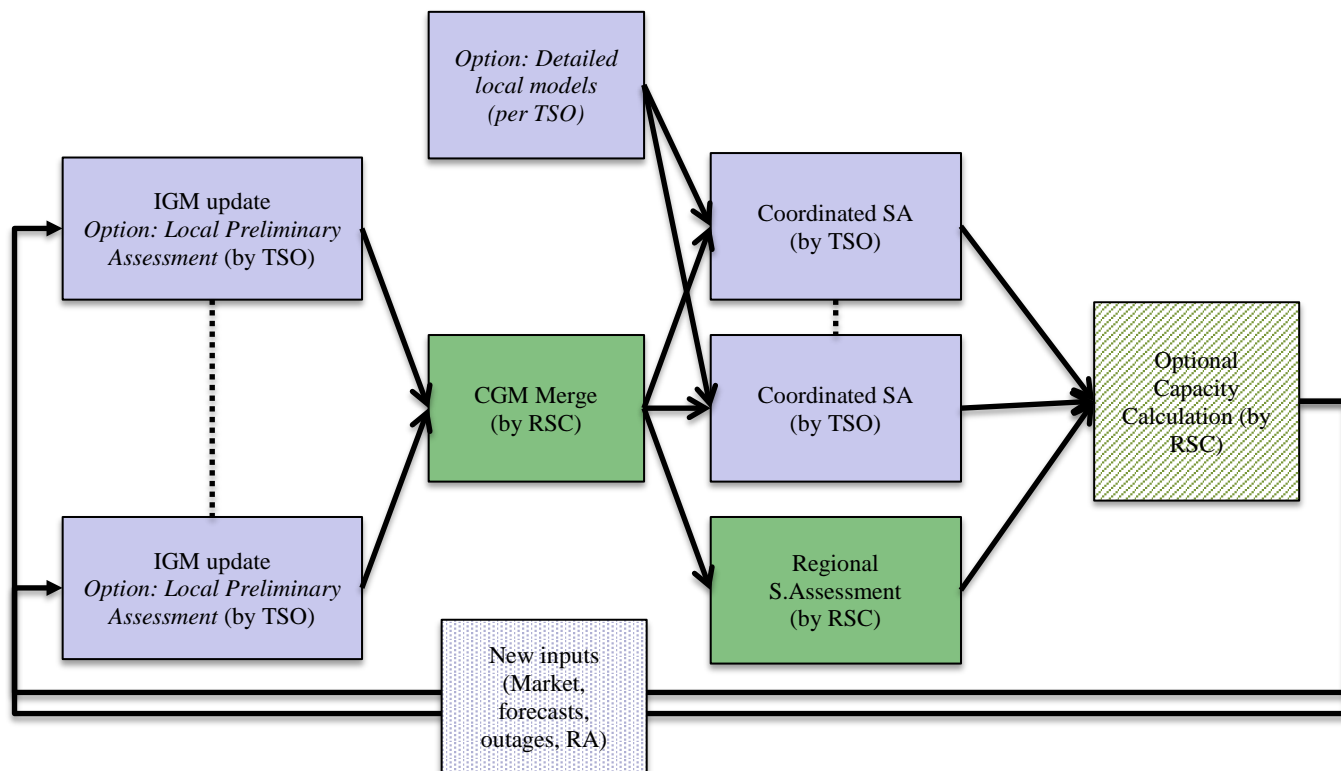
- 278 • CGMs have to be built by RSCs
- 279 • RSCs have to perform coordinated regional operational security assessment, as requested by
- 280 SO GL Art 78. This includes reporting to TSOs on congestions identified, proposing needed
- 281 remedial actions, and exchanging with the TSOs until the remedial actions are agreed
- 282 (remedial actions may be improved/modified during this step) or refused.
- 283 • Where applicable, depending on the agreed capacity calculation methodology in intraday,
- 284 these steps may be followed by an additional intraday capacity calculation step. Note that
- 285 such a step is a complex one since capacity calculation processes are long and demanding.

286 On the other hand, TSOs are requested to run coordinated operational security analyses on their
 287 control area, pursuant to SO GL Art 70. In order to clarify the respective scope of these coordinated
 288 operational security analyses and the coordinated regional coordinated operational security
 289 assessments performed by RSCs, CSAM Article 20 requires TSOs to establish the list of grid
 290 elements on which congestions shall be monitored by RSCs. It is worth to note that each TSO may
 291 delegate partly or totally its coordinated operational security analyses to the RSC.

292 It is expected that such a list should comprise all major grid elements whose congestions are
 293 influenced by the effects of the meshed interconnected system, but might exclude those grid
 294 elements where congestions are due to local flows. Article 20 requires that this list shall include at
 295 least critical network elements, since those elements are identified as those mainly affected by cross-
 296 border exchanges.

297 The following scheme represents the successive steps in the day of the different kind of analyses.

298



299
300
301
302

Figure 2

303 The following table summarizes the respective objectives of the different kinds of security
 304 analyses/assessments considered in the methodology.

Type of analysis	References	Objective	Grid model	Run by
Local preliminary assessment	CSAM Article 20	Optional preliminary operational security analysis run to <u>improve the IGM quality</u> , i.e. removing some of the constraints (not likely to be removed by regional coordinated security analysis)	Chosen by TSO when preparing its IGM (e.g. an updated TSO IGM integrated in an “old” CGM)	TSO
Coordinated operational security analysis	SO GL Art 72 (1-4) and Art 74(1)	Each TSO shall ensure security <u>on its control area</u> . It shall share the results with affected TSOs, and prepare remedial actions in a coordinated way when needed Art 77.3 provides that TSOs are supported by the RSC to fulfil this task of performing a coordinated security analysis.	CGM at least (the CGM can be extended/completed e.g. by more local detailed data (low voltage levels)).	TSO It can delegate partly or totally this activity to RSC. It can also perform additional coordinated security analysis
Regional coordinated operational security assessment	SO GL Art 77-78	The RSC shall assess the security of the system at regional level, i.e. on the grid elements that it monitors for TSOs, and proposes remedial actions of cross-border relevance.	CGM	RSC, in interaction with TSOs

305
 306

307 **3. Influence**

308 **3.1 Introduction**

309 Articles 75 and 84 of the SO GL require TSOs to define:

- 310 1. methods for assessing the influence of transmission system elements¹ and SGUs located
311 outside of a TSO's control area in order to identify those elements constituting the
312 observability area and the contingency influence thresholds above which contingencies of
313 those elements constitute external contingencies;
- 314 2. a methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination

315 Following chapters provide explanations to the Title 2 of the CSAM ("Determination of influencing
316 elements"), and its equivalent in RAOCM.

317 Firstly, general principles of the method for assessing the influence of external grid elements on a
318 TSO's control area are explained. Furthermore, simple technical reasons for determination of
319 observability area, contingency list and relevant assets list are given.

320 Then, processes and criteria to be applied by each TSO to identify elements constituting the
321 observability area, the external contingency list and the Relevant Assets list according to Art.75 and
322 Art.84 of the SO GL are described.

323 At the end, general views on thresholds and their selection are provided.
324

325 **3.2 Approach for assessing the influence of transmission system elements and** 326 **SGUs**

327 **Introduction**

328 A computation method for assessing the quantitative influence of an external element on a TSO's
329 control area has been identified by all TSOs and is mainly described in Articles 3 and 4 of both
330 methodologies.

331 Such method is based on the calculation of the so called "*influence factor*" which is, according to
332 the SO GL, the numerical value used to quantify the greatest effect of the outage of a transmission
333 system element located outside of the TSO's control area, excluding interconnectors, in terms of a
334 change in power flows or voltage caused by that outage, on any transmission system element. The
335 higher is the value the greater the effect.

336 Such "influence factor" can be then compared with an influence threshold (which can vary
337 depending on the scope of the assessment) to decide if the element have a relevant influence or not.
338 Such a quantitative method is based on the definition of a set of computations to run, including
339 which data model is to be used, how to make computations and finally how to compute the influence
340 factors from these computation results. The description of the computation formulae is provided in
341 the Annex I of the CSAM and RAOCM proposal.
342
343

344 **Method for Influence factor determination**

¹ Art 75(2) specifies that grid elements located in the network of transmission-connected DSO can be part of the observability area and Art 43(2) of SO GL allows TSOs to consider elements located in the network of non-transmission-connected DSO to be part of the observability area. Therefore, when notion DSO/CDSO is used in this document it is referred to transmission-connected DSO/CDSOs.

345 The influence of elements located outside TSO's control area being grid elements, generation units
 346 and demand facilities on a TSO's control area can be assessed² in terms of power flows and/or
 347 voltage deviation.

348 Since voltage regulation are typically a local issue and dynamic aspects are specific in terms of
 349 location and nature of the phenomenon to analyse, power flow influence factors are considered the
 350 most relevant ones in the scope of the CSAM/RAOCM. In line with this, the CSAM/RAOCM
 351 requires that, when a quantitative assessment must be performed, it shall be based on power flow
 352 influence factors and, only optionally (according to the TSO who is performing the assessment), on
 353 voltage influence factors or dynamic studies. In the case of dynamic studies, this should be organized
 354 between involved TSOs and the models and studies used for that determination shall be consistent
 355 with those developed in application of Articles 38 or 39 of SO GL.

356
 357 Influence factors assessment (Figure 3) can be performed in:

- 358 a) "Horizontal" direction: when a TSO (e.g. TSO A) is assessing the influence of elements
 359 located in another control area (e.g. Control Area B) on its network;
- 360 b) "Vertical" direction: when a TSO (e.g. TSO A) is assessing the influence of elements of
 361 DSO/CDSOs systems located in its control area.
- 362 c) "Diagonal" direction: when a TSO (e.g. TSO A) is assessing the influence of elements
 363 located in DSO/CDSOs system directly connected to another TSO (e.g. TSO B)

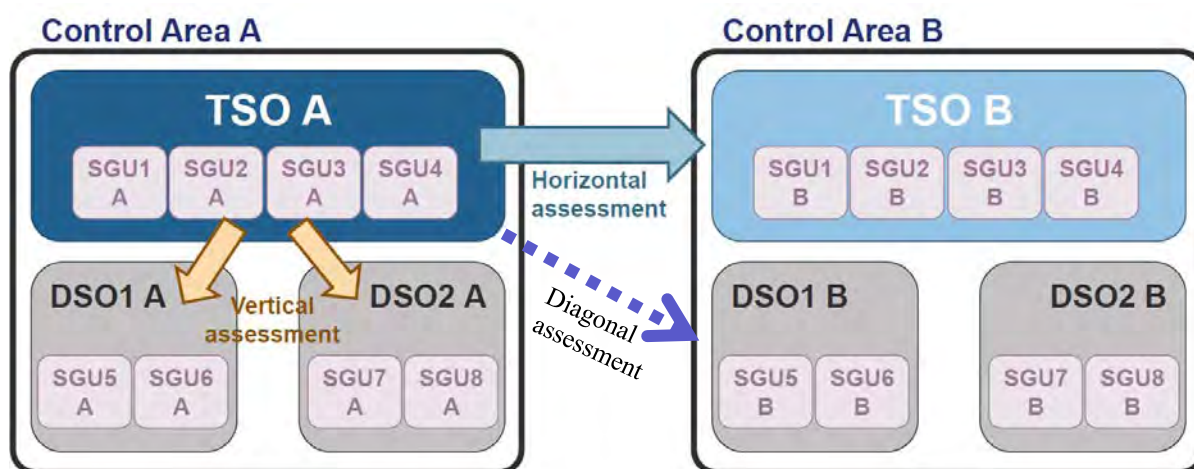


Figure 3

366 When performing a quantitative "horizontal" assessment, each TSO shall compute influence factors,
 367 inside its Synchronous Area (SA), using the Year-ahead scenarios and CGMs developed according
 368 to SO GL Article 65, as these scenarios:

- 369 • Shall be built every year by TSOs and therefore will be available
- 370 • Contain fully meshed grid with normal switching state
- 371 • Shall represent different seasonal situations

372 When performing a quantitative “vertical” assessment, each TSO can compute influence factors
373 using the Year-ahead scenarios and CGMs developed according to SO GL article 67 or its grid
374 model and scenarios considered relevant for the scope of the computations. This grid model has to
375 be complemented with a representation of the parts of the DSO/CDSOs grids which are under
376 assessment, if they are not already available for the TSO.

377 “Diagonal” assessment can be performed only on the DSO/CDSOs elements that connecting TSO
378 (e.g. TSO B) has modelled in its IGMs developed according to SO GL article 67. In this way it is
379 assumed that the influence of DSO/CDSO elements (e.g. DSO/CDSO B) on connecting TSO (e.g.
380 TSO B) are greater than on other TSOs (e.g. TSO A).”

381 Year ahead scenarios contain the normal switching state which can be different for different
382 situations. Planned outages are usually not included. To consider different topologies and different
383 thermal capacities of the element, it could be necessary to analyse more than one year ahead scenario
384 (set S of scenarios) during calculation of influence factors.

385

386 **3.3 Methodology for the Identification of TSO observability area and external** 387 **contingency list**

388 **Introduction**

389 When performing operational security analyses, each TSO shall, in the N-Situation, simulate each
390 contingency from its “*contingency list*” and verify that the operational security limits in the (N-1)
391 situation are not exceeded in its control area (Art.72.3 SO GL). Such contingency list, in a highly
392 meshed network, shall include all the internal (inside the TSO’s control area) and external (outside
393 TSO’s control area) contingencies that can endanger the operational security of the TSO’s control
394 area (Art.33 SO GL).

395 Hence, each TSO is due to analyse periodically, by numerical calculations, the external transmission
396 network with influence on its control area. The external contingency list is the result of that analysis
397 and includes all the elements of surrounding areas that have an influence on its control area higher
398 than a certain value, called “*contingency influence threshold*”. “*Contingency influence threshold*”
399 means a numerical limit value against which the influence factors are checked and the occurrence
400 of a contingency located outside of the TSO’s control area with an influence factor higher than the
401 contingency influence threshold is considered to have a significant impact on the TSO’s control area
402 including interconnectors.

403 Each TSO has to take into account the elements of this external contingency list in its contingency
404 analysis. Therefore, in order to properly assess the security state of the system in its control area and
405 to properly simulate the effect of external contingencies, a TSO has to adopt a model of the external
406 grid wide enough to guarantee accurate estimations (in the control area) when performing the N-1
407 analysis of the elements of the external contingency list (and of internal list). For this reason, a so
408 called “*observability area*”, larger than the TSO’s control area, must be identified and monitored.
409 Such an observability area is also necessary to perform correct estimation of the real-time values on
410 the elements belonging to the control area.

411 “*Observability area*” means a TSO’s own transmission system and the relevant parts of distribution
412 systems and neighbouring TSOs’ transmission systems, on which the TSO implements real-time
413 monitoring and modelling to maintain operational security in its control area including
414 interconnectors

415 All the external elements with an influence on the control area higher than a certain value, called
416 “*observability influence threshold*” (equal or lower than the “*contingency influence threshold*”),
417 constitute the “*observability list*”. The “*observability list*” could be a non-consistent model. For
418 example, a certain external line could be part of the observability list meanwhile its neighbour

419 branches are not in this list. Therefore, the model must be completed with additional network
420 elements and some equivalents to obtain the consistent and fully connected observability area. The
421 observability area includes the control area and the external network, so each TSO is able to simulate
422 properly any contingency of the internal and external contingency list when performing the N-1
423 analysis (Figure 4).

424 The observability area represents the minimum set of grid elements for which a TSO is entitled to
425 receive data (electrical parameters, real time measurements) from the owner or the entity in charge
426 of them.

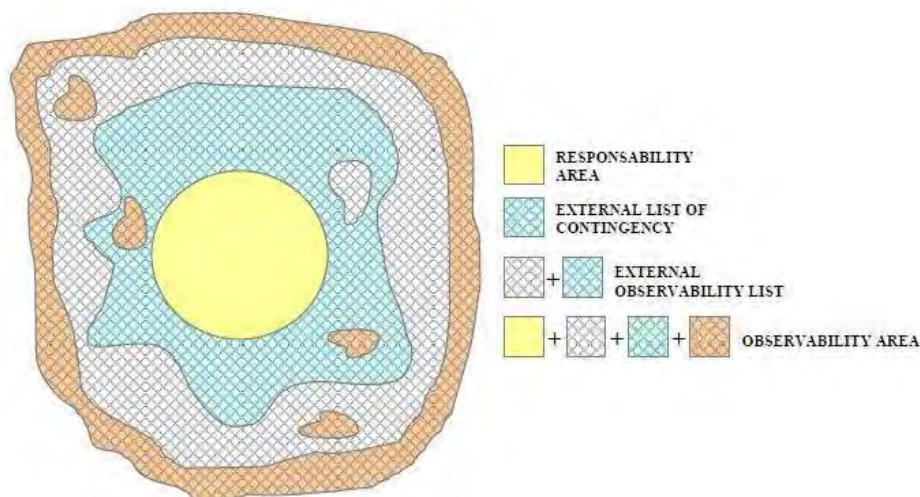


Figure 4

429 The definition of an external contingency list and an observability area is mainly needed for the
430 application of SO GL requirements for the close to real time operational security analysis, because
431 for security analyses ahead, the following requirements apply:

- 432
- 433 ■ For security analyses up to and including intraday analyses, Art. 72(4) requires that a TSO
434 shall use “at least the common grid models established in accordant to Articles 67 to 70”;
 - 435 ■ For security analyses up to and including intraday and close to real-time analyses, Art.
436 77(3)(a) prescribes that each TSO shall use the results of tasks delegated to a regional
437 security coordinator. Art. 78(1)(a) prescribes that each TSO shall provide the regional
438 security coordinator with its updated contingency list and Art. 78(2)(a) prescribes that the
439 regional security coordinator shall perform regional security assessments on the basis of a
440 common grid model and of the contingency lists provided by each TSO. These requirements
441 ensure that the regional security coordinator will perform the security analyses on a common
442 grid model (larger than any observability area) and taking into account all the contingencies
443 mentioned by each TSO of the capacity calculation region.

444 Nevertheless, individual grid models are in general derived from initial real-time snapshots. As such,
445 an appropriate quality of the observability area is a prerequisite to establish good quality snapshots
446 and IGMs and, consequently, establish trustable CGMs.

447

448 **Process for Observability Area identification**

449 With ever growing decentralized production from renewable energy sources, influence of
450 DSO/CDSOs elements on the transmission system increases. To have better state estimations and
451 improve security assessment, TSOs could have the need to expand their observability area in vertical
452 direction i.e. to the DSO/CDSOs grids.

453 The process set up in the Article 5 of CSAM for identifying external elements to be included in a
454 TSO's Observability Area is based on 3 main steps (Figure 5):

455
456 a) Qualitative vertical assessment:

457 The TSO in coordination with DSO/CDSOs can identify in qualitative way DSO/CDSOs elements
458 which inclusion in observability area list may be necessary. If the TSO and DSO/CDSOs agree on
459 this approach and on the effective list of elements which shall be part of TSO's observability area,
460 then the TSO shall not be obliged to do the assessment for these elements and will not require the
461 data model from DSO/CDSOs to proceed to this assessment.

462 b) Quantitative vertical assessment:

463 If an agreement in step 1 cannot be found, TSO shall use the mathematical method provided in the
464 Annex I of CSAM for assessing the influence of elements.

465 To perform such calculation TSOs have to use sufficiently detailed grid models in order to have
466 results. For this reason, each TSO shall ask DSO/CDSOs for technical parameters and data which
467 may be necessary for creating such a model. For vertical assessment TSO can use either its grid
468 model or CGMs developed according the Article 67 of SO GL; these models shall be complemented
469 with data provided by DSO/CDSOs. The request to DSOs/CDSOs to provide such data should be
470 limited to what is necessary to process the computations and identify the parts of their grids which
471 are captured by the assessment method, hence avoiding DSOs/CDOS to have to provide huge
472 descriptions of their total grids.

473 If a DSO/CDSO element has an influence factor higher than the *observability influence threshold*,
474 it will be included in corresponding TSOs lists (with additional elements needed to obtain fully
475 connected observability area). For these elements DSO/CDSOs shall provide structural and real-
476 time data to the TSO according to SO GL requirements.

477 c) Quantitative horizontal and diagonal assessment:

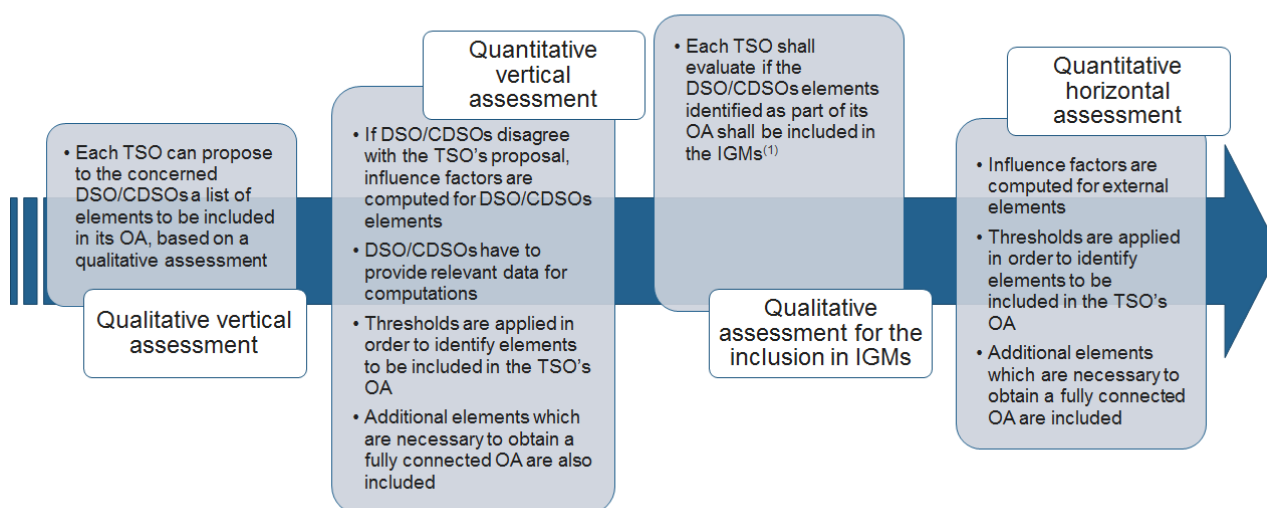
478 TSO shall use the mathematical method provided in the Annex I of CSAM for assessing influence
479 of elements located in other Control Areas. If such element has an influence factor higher than the
480 *observability influence threshold*, it will be included in corresponding TSOs lists (with additional
481 elements needed to obtain fully connected observability area).

482 If during this assessment TSO detects a DSO/CDSO element located outside its control area,
483 assuming that DSO/CDSO grid is modelled, to be included in its corresponding list, technical
484 parameters, structural, forecast and real-time data of DSO/CDSO elements and additional elements
485 needed to obtain fully connected observability area have to be exchanged between TSOs.

486 TSOs may also use dynamic studies (e.g. rotor angle evaluation, but not limited to it) for assessing
487 the influence of elements located outside its control area or in DSO/CDSO directly connected to it,
488 using models, studies and criteria, consistent with those developed in application of Articles 38 or
489 39 of SO GL.

490 Technically TSO's observability area will consist of elements, identified as described in previous
 491 steps, and all the busbars to which these elements could be connected. To have accurate state
 492 estimations and to be able to assess its system state by performing contingency analysis (N-1
 493 analysis) TSOs must have all injections and withdrawals on these busbars. For these reasons, each
 494 impacted TSOs and DSO/CDSO shall provide real time data related to these busbars to the
 495 concerned TSO according to Articles 42.(2) and 44 of SO GL. In some cases (e.g. SGUs connected
 496 to DSO networks), TSOs can choose to represent these SGUs in an aggregated manner.

497
 498
 499
 500
 501
 502



503
 504
 505

Figure 5

506 **Process for Contingency List identification**

507 As required by Article 33 of SO GL each TSO shall define a contingency list, including internal and
 508 external contingencies of its observability area. Article 6 of the CSAM provides the steps for
 509 identifying the minimum set of external elements, which shall be included in a TSO's (external)
 510 contingency list (Figure 6):

- 511
 512 a) Qualitative vertical assessment:

513 If in the process of observability area identification the TSO and the DSO/CDSOs agree on the
 514 effective list of elements which shall be part of the TSO's observability area based on a qualitative

515 assessment, the elements to be part of the TSO's external contingency list may be identified based
516 on a qualitative assessment.

517
518 TSOs external contingency list may be complemented with any of the generating modules and
519 demand facilities connected to a busbar being part of the TSO's observability area. Since there is not
520 a direct impact on SGUs included in the contingency list, TSOs can determine such a need on a
521 qualitative basis and are not required to perform computations for the inclusion of a SGU's asset in
522 the contingency list.

523
524 b) Quantitative vertical assessment

525 If TSO's observability area in vertical direction was defined using quantitative vertical assessment,
526 identification of DSO/CDSOs elements, which will be part of TSOs contingency list, will be done
527 using mathematical method provided in the Annex I of CSAM.

528
529 If a DSO/CDSO element (included in the TSO's Observability Area according to paragraph 3.2)
530 has an influence factor higher than the *contingency influence threshold*, it will be included in
531 corresponding TSOs contingency list.

532
533 c) Quantitative horizontal and diagonal assessment:

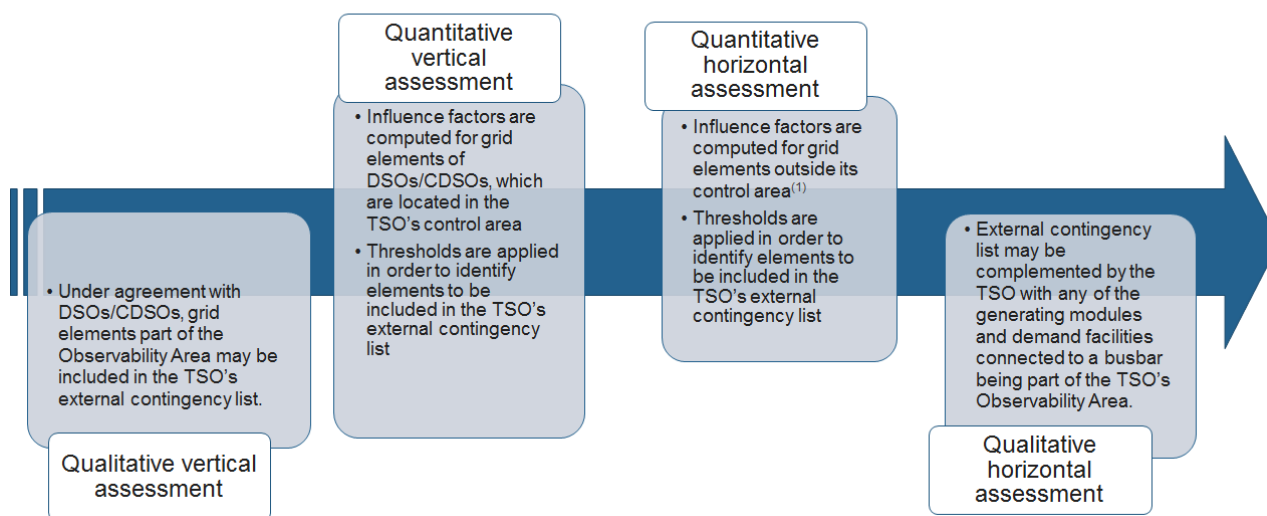
534 TSO shall use the mathematical method provided in the Annex I of CSAM for assessing influence
535 of elements located in other control areas. If an element located outside the TSO's control area has
536 an influence factor higher than the *contingency influence threshold*, it will be included in
537 corresponding TSOs contingency list.

538
539 d) Qualitative horizontal assessment:

540 External contingency list may be complemented with any of the generating modules and demand
541 facilities connected to a busbar being part of the TSO's observability area.

542
543

544
545
546



547
548
549

Figure 6

550

551 Update of TSO observability area and external contingency list

552 Main goal of the methodology described above is to have harmonized quantitative approach for
553 defining observability and external contingency lists at synchronous area level. For this reason, a
554 first harmonized assessment (based on this approach) shall be performed once the CSAM is
555 approved.

556 Then, taking into account that significant changes in the influence factors can be induced only by
557 (relevant) changes in the grid structure, it is not needed to impose a frequent update of the
558 mathematical assessment, which requires time and resources to be performed.

559 For this reason, a 5 years period is considered the optimal compromise between the necessity to
560 monitor the evolution in the influence factor and the necessity to not spend resources for unnecessary
561 assessments. This does not prohibit TSOs to do assessment more frequently.

562

563 3.4 Methodology for assessing the relevance of generating modules, demand 564 facilities, and grid elements for outage coordination (Art. 84) - RAOCM

565 Introduction

566 A definition of “relevant assets” has been introduced in the SO GL to ensure that only those elements
567 participate in the outage coordination process whose individual availability statuses have a
568 significant influence on another control area (e.g. larger Power Generating modules that are closer
569 to the border are more likely to be qualified as relevant assets than smaller units that are farther from
570 the border). Hence relevant assets are defined as those assets, whether they are grid elements, power
571 generating modules or demand facilities, for which the individual availability status has an impact
572 on the operational security of the interconnected system.

573 In order to assess the relevance of a given asset, TSOs jointly developed an approach that is aligned
574 to the one adopted for identifying observability areas and external contingency lists.

575

576 Process for Relevant Asset List identification

577 Article 5 of RAOCM provides steps for identification of elements which could be relevant for outage
578 coordination process. Furthermore, RAOCM provides TSOs of each CCR with a process allowing
579 the determination of the relevant assets list and defines requirements concerning updates of relevant
580 assets list.

581 Once power flow influence factors (and, where relevant, voltage influence factors) of grid elements,
582 generating modules and demand facilities located outside TSO's control area have been computed
583 according to the mathematical method published by all TSOs they can be compared with an
584 appropriate relevance influence threshold, for determining the relevant asset list proposals. If the
585 influence factor of an external element is higher than the threshold, this element should be
586 considered as part of the relevant asset list proposal of the TSO. Such thresholds can be different for
587 power flow influence factors and voltage influence factors.

588 Relevant asset list proposal shall be also complemented with:

- 589 • all grid elements located in a transmission system or in a distribution system which connect
590 different control areas (as required in SO GL);
- 591 • all combinations of more than one grid elements whose simultaneous outage state can be
592 necessary for any particular material or system reason and which can threaten the system
593 security, according to TSO's experiences. This is needed because, in the described approach,
594 no contemporaneity of outages (i) is considered;
- 595 • all elements which outage status can have an impact on the operation (such as reducing
596 physical capacity) of DC links between SAs;
- 597 • critical network elements identified in accordance with Regulation (EU) No 2015/1222 for
598 the relevant outage coordination region³, provided that their status of critical network
599 element is stable throughout the year. The list of critical network elements is defined
600 differently for each capacity calculation region and can change over time.

601 Since a methodology aimed at identifying relevant assets at synchronous area level should be simple
602 enough (based on one outage) to be implementable and to produce results in a proper time, not all
603 the possible combinations of outages can be tested. For this reason, each TSO shall include in its
604 relevant assets list proposal combination of outages which based on experience could significantly
605 affect the neighbouring control areas.

606 All TSOs of each CCR shall define the relevant assets list based on TSOs proposals and according
607 the process defined in Article 5 of RAOCM.

608

609 **Influence factor of SGUs**

610

611 Power flow influence factors for generating modules and demand facilities should be assessed using
612 the same formulas adopted for grid elements (provided in the Annex I of RAOCM), considering
613 them as the r element. Contrary to grid elements, the outage of a generating module or a demand
614 facility leads to an imbalance between generation and demand. The impact on the balance between
615 generation and load of a planned outage of a generating module/demand facility is different from
616 the impact of a contingency. In the first case, the market rules will provide for a balance equilibrium,
617 the unavailable generation being compensated by local other units or by imports. In the second case,
618 the balance will be ensured by reserve activation. These differences can result in different impacts

³ The Outage Coordination Region shall be considered equal to the Capacity Calculation Region unless all concerned TSOs agree to merge two or more outage coordination regions into one unique outage coordination region.

619 on the security of the grid between the planned outage and the tripping of the same element. As a
620 result, influence factors for assessing the relevance of generating modules and demand facilities for
621 outage coordination should be computed restoring the net balance of the control area or the control
622 block in which the generator/demand facility is located when computing P_{n-i-r}^t . Such restoration
623 should be performed according with a pro-rata approach on the dispatchable generators already
624 activated in the TSO's control area or control block.

625
626

627 **Update of the Relevant Asset List**

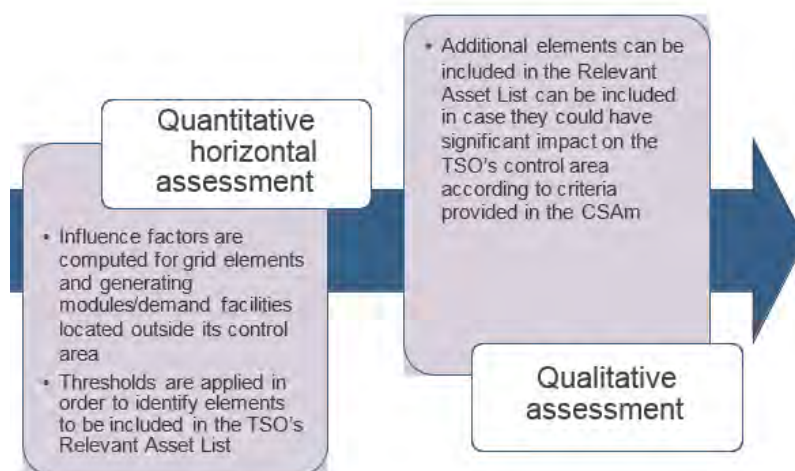
628 The harmonization of the approach to be adopted for defining the relevant asset list of each outage
629 coordination region is the main goal to be achieved applying the methodology described above,
630 especially through the quantitative assessment of the influence factors. For this reason, a first
631 harmonized assessment (based on this approach) shall be performed once the methodology is
632 approved. Then, taking into account that significant changes in the influence factors can be induced
633 only by (relevant) changes in the grid structure, it is not needed to impose a frequent update of the
634 mathematical assessment, which requires time and resources to be performed.

635 For this reason, if no major changes are observed in the grid structure (e.g. commissioning or
636 decommissioning of assets that can affect influence factors of already existing elements) a 5 years
637 period is considered the optimal compromise between the necessity to monitor the evolution in the
638 influence factor and the necessity to not spend resources for unnecessary assessments. Additionally,
639 a more stable list of the relevant assets is seen as an added value for the stakeholders: for example,
640 the decision to invest in IT system for facilitating the information exchange required in the SO GL
641 can be taken in an easier way if they already know that, once included, they will be in the list for a
642 long period.

643 Relevance of elements commissioned between two mandatory relevance factors computations, can
644 be performed in qualitative way. If the owner of the new element disagrees with such approach,
645 TSO shall use method for assessing influence of elements defined in previous chapters.

646 Anyhow, taking into account the requirement set in Article 86.1 and Article 88.1 of SO GL, a yearly
647 qualitative re-assessment of the relevant asset list shall be performed in order to better monitor the
648 quality of such list.

649



650
651
652

Figure 7

653

654 **3.5 Influence thresholds selection**

655 According to the CSAM, RAOCM and the processes described in chapter 3 of this document, when
656 a quantitative assessment is applied, thresholds have to be defined for performing proper selections.

657 3 different thresholds have been identified:

- 658 • *observability influence threshold*
- 659 • *contingency influence threshold*
- 660 • *relevance influence threshold*

661 Defining a common threshold for each list at the level of Synchronous Area is not achievable and
662 not advisable:

- 663 ■ Some TSOs need a larger view on the rest of the interconnected system due to the structure
664 of their grid and the conditions under which they operate their grid (typically loading and
665 margins, cross-border market activity and loop flows, actions of other TSOs, etc.)
- 666 ■ For other TSOs this necessity is lower and it is not efficient to impose them to invest more
667 resources on it. It would be detrimental to the application of SO GL Article 4(2)(c) to
668 impose the same threshold to these TSOs than the one needed for the previous ones.

669 Hence, the CSAM and RAOCM set rather small individual ranges for each of the lists. For each list,
670 each TSO shall select and publish a unique value from the respective ranges for each threshold. The
671 threshold values shall be identical regardless of the grid element – or where applicable generation
672 module or demand facility – of which the influence is assessed by the TSO.

673 The ranges have been defined taking into account some general principles as well as expert's
674 knowledge and comparison with previous practices. Examples for general principles taken into
675 account are:

- 676 (1) Thresholds shall not be lower than the expected precision of measurements in a SCADA,
677 including state estimation improvement. Such a precision can be estimated roughly around
678 1 – 3 %.
- 679 (2) Thresholds shall not be higher than those needed to identify a change in a flow, deemed as
680 relevant on the basis of operators' experience. For example, a change of more than 10 to
681 25 % in the flow⁴ (due to any reason) is seen as warning information needing careful
682 evaluation and monitoring from a dispatcher.
- 683 (3) Thresholds for observability area definition should be lower than for external contingency
684 list definition, because the observability area is at the basis of the quality of the
685 computations and because external contingency items are a subset of items constituting the
686 observability area.
- 687 (4) Thresholds shall not be too high since only the impact of single outages are considered in
688 the mathematical approach while, in real-time operation, the contemporaneity of different
689 outages can appear.

690 Besides such general principles, the influence computation method was tested using reference data
691 sets of the Continental Europe Synchronous Area for winter 2016/2017 and summer 2017. Based

⁴ e.g. 200MW of change on a “big” line in 400 kV, with a N flow in the vicinity of 2000 MW

692 on the computation results, lists of elements resulting from different thresholds were generated.
693 These were evaluated by experts of several TSOs to determine which thresholds lead to technically
694 sensible results. These evaluations included comparisons with lists resulting from proven practices
695 previously used in order to take into account the corresponding know-how. Based on the feedback
696 of the TSOs experts, the different ranges of thresholds were narrowed down as much as possible.

697 **Observability influence threshold**

699 The choice of the observability power flow influence threshold (and, where relevant, of the
700 observability voltage influence threshold) by each TSO should have the following properties:

- 701 • low enough to guarantee good quality results of real-time state estimation and operational
702 security analysis;
- 703 • high enough to avoid too big observability areas (which can induce higher costs and
704 excessive time requirements for online computations).

705 **Contingency influence threshold**

707 The choice of the contingency power flow influence threshold (and, where relevant, of the
708 contingency voltage influence threshold) by each TSO should have the following properties:

- 709 • low enough to minimize the risk that the occurrence of a contingency identified in another
710 TSO's control area and not in the TSO's external contingency list could lead to a TSO's
711 system behaviour deemed not acceptable for any element of its internal contingency list; the
712 occurrence of such a contingency shall notably not lead to an emergency state;
- 713 • high enough to avoid too long contingencies lists that are not compatible with time
714 requirements for operational security analysis.

715 **Relevance influence threshold**

717 The choice of the relevance power flow influence threshold (and, where relevant, of the relevance
718 voltage influence threshold) by each TSO should have the following properties:

- 719 • low enough to minimize the risk that outages of not relevant grid element could treat the
720 security of neighbouring control areas;
- 721 • high enough to avoid too long relevant asset lists that would be not necessary, thus leading
722 to an inefficient process, potentially not compatible with time requirements of the outage
723 coordination process.

724

725

726 **3.6 Power flow Identification influence factors and Power Flow Filtering factors: how**
 727 **they are complementary**

728 The Power Flow Filtering influence factor on flows is the maximum Outage Transfer Distribution
 729 Factor⁵ of an external element r on any given internal element t in any scenario and taking into
 730 account any element i disconnected.

731 Hence, $IF_r^{pf,f}$ expresses the increase of flow on branch t after tripping of branch r in relation to the
 732 flow on branch r in n condition (when the element i is out of service), as shown below.

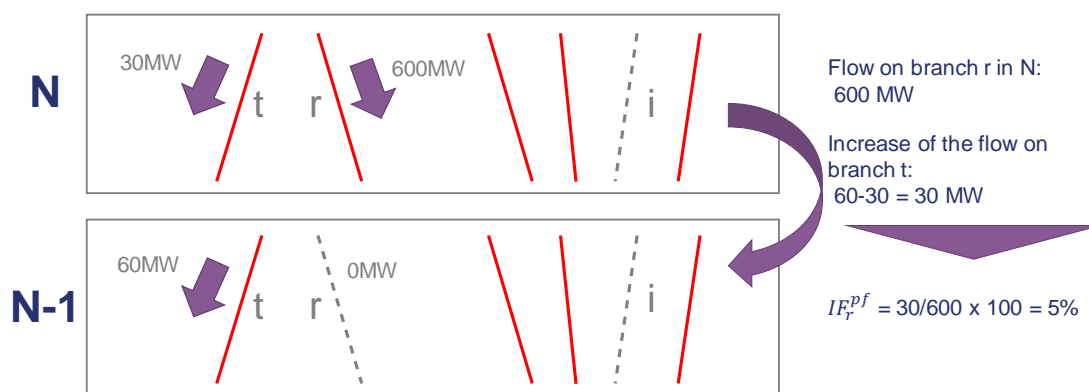


Figure 8

733
734

735

736 When computing the Power Flow Identification influence factor, the Outage Transfer Distribution
 737 Factor (OTDF) is multiplied by the ratio of Permanent Admissible Transmission Loading between
 738 the influencing element r and the influenced element t.

739 The Power Flow Filtering influence factor is only an image of the load transfer and is independent
 740 on the flow of the assessed element. The Power Flow Identification influence factor assesses the
 741 influence of an external element r on the internal element t taking into account the PATL of the
 742 elements involved.

743 As a consequence, it emphasizes the consequences of a load transfer from a high capacity element
 744 on a low capacity element. This approach aims at guaranteeing that the outage of a highly loaded
 745 element does not endanger elements with a low capacity. Since influence on flows is assessed
 746 independently on the loading of the element in the investigated scenarios, using elements PATL
 747 allows simulating the consequences of highly loaded elements outages. Thus, for external
 748 contingency lists, the Power Flow Identification IF is more relevant than the Power Flow Filtering
 749 IF as it is much more significant for system security, better describing the risk of overload.

750 Anyhow, using this approach, low PATL external elements may be excluded even if they have a
 751 high Power Flow Filtering influence factor. It could be problematic in the determination of the
 752 observability area. However, results showed that normalized approach shall be also preferred when
 753 assessing the observability area. Indeed, without normalization, many small elements located in
 754 lower voltage levels have a high influence factor. Using a non-normalized approach could lead to

⁵ Outage Transfer Distribution Factors (OTDFs) are a sensitivity measure of how a change in a line's status affects the flows on other lines in the system

755 an important increase of elements of the observability area, although these elements are not needed
756 to describe it correctly.

757 The selection with a normalized approach gives results more in line with the current description of
758 the current observability areas in Continental Europe, highlighting the regional 400kV frame.

759 However, computation of the Power Flow Identification influence factors requires the introduction
760 of a ratio of PATLs which can be rather high. In some cases, a high Power Flow Identification
761 influence factor may be the result of a combination of a high PATL ratio and of an OTDF so small
762 that it is of the same order of magnitude as the expected precision of measurements in a SCADA.
763 Such cases must be discarded from the results by filtering elements or SGUs whose Power Flow
764 Filtering influence factor on flows is lower than a threshold representative of the expected precision
765 of measurements in a SCADA.

766 Hence: an element shall be included in a set if its Power Flow Identification influence factor on
767 flows is higher than the “Power Flow Identification threshold” provided in the CSAM or RAOCM
768 and if its Power Flow Filtering influence factor on flows is higher than the “Power Flow Filtering
769 threshold” provided in the CSAM or RAOCM.

770 In the way it is computed, influence of an element on flows is independent on the load/generation
771 pattern (as an approximation in AC approach, strictly in DC approach) which allows assessing the
772 influence of elements on a limited number of scenarios. Annex II of this document provides more
773 information about why the generation pattern and level of flows in the respective scenarios have a
774 negligible effect on the influence factors calculated in accordance with CSAM and RAOCM.

775

776 4. Risk Management

777 4.1 Introduction

778 Coordinated operational security analyses deal with the identification of risks on the interconnected
779 system of operational security limits violations, trying to find the appropriate remedial actions,
780 according to SO GL Article 21, and ensuring the coordination of these remedial actions.

781 In order to ensure system security, TSOs have to assess the consequences of events that are
782 unscheduled but likely to occur on the system, and ensure that the grid remains secure after the
783 occurrence of any of those events taking into account the identified remedial actions. When
784 identifying the most effective and economically efficient remedial actions, TSOs have to make sure
785 that the application of these remedial actions does not endanger neighbouring TSOs grid by
786 coordinating them. This chapter covers thus the parts of SO GL Article 75 referring to principles for
787 common risk assessment.

788

789 4.2 Risk Management principles

790 In current practices, not only in Europe but also in most large grids among the world, risk
791 management is handled through the N-1 principle meaning that the grid operations must remain
792 secure after the loss of any single element of the grid. This security is strengthened by the application
793 of the N-k principle according to which the simultaneous loss of several elements that is likely and
794 stressful enough to be taken into account does not endanger the operation of the system.

795 This process is performed in three consecutive steps:

- 796 • Identification of events to be covered
- 797 • Assessment of their consequences
- 798 • Identification of necessary remedial actions

799 SO GL provide rules on how to perform those three steps. This methodology develops them by
800 providing harmonisation for the following principles:

- 801 • Definition of the type of contingency that will be monitored and the system secured against,
802 covered by articles 7 to 11;
- 803 • Definition of acceptable consequences in term of material limits or energy not supplied,
804 covered by articles 12 to 13;
- 805 • Application and when needed coordination of remedial actions, covered by articles 14 to 21.

806 The overall process can be summarized as follows:

807 *“In addition to the Ordinary Contingencies, each TSO shall define Exceptional Contingencies*
808 *fulfilling either a set of criteria based on occurrence increasing factors expressing an increase of*
809 *the probability of such event or having an impact deemed unacceptable and for which the*
810 *contingencies will have to be covered and will be part of the contingency list.*

811 *Each TSO will assess the impact of all events of the contingency list based on simulation.*

812 *For each contingency in the Contingency list, each TSO shall accept no violations of the Operational*
813 *Security Limits or, in case of violation of Operational Security Limits, the result of the loss of the*
814 *concerned grid elements shall*

- 815 • *Not lead to violations of the Operational Security limits outside the Control area of the*
816 *concerned TSO or outside any extension of this control area resulting from multilateral*
817 *agreement with neighbouring TSOs on “Controlled area accepted consequences”; and*
- 818 • *Respect the national obligations in term of acceptable local consequences*

819 *When necessary, each TSO will have to prepare and activate in due time preventive and/or curative*
 820 *remedial actions in coordination with other TSOs when required, with the support of RSCs where*
 821 *this is applicable.”*

822 These principles are illustrated by the diagram shown in Figure 9. Each step of this process will be
 823 further discussed in the following sub-chapters.
 824

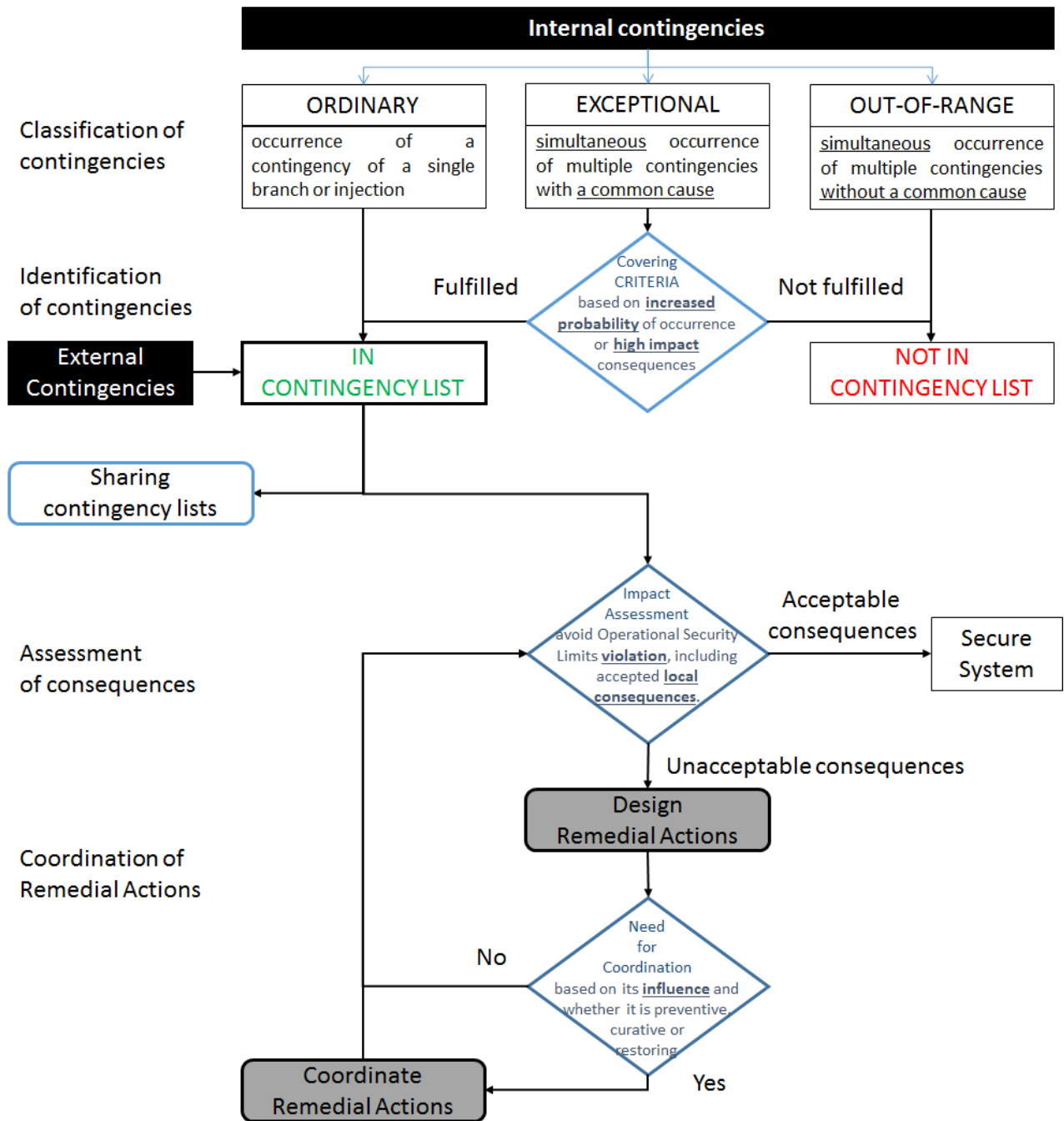


Figure 9

825
826

827 **4.3 Assessment of consequences**

828 Consequences of the occurrence of a contingency on the electrical system, and as a result the
829 consequences criteria are examined in this chapter regarding the following dimensions:

- 830 1. Material and operating limits;
- 831 2. Extent of consequences (local or not);
- 832 3. Consequences on grid users (Energy Not Supplied, Power cut).

833 Activation of remedial action ex-ante versus ex-post the occurrence of a contingency and
834 coordination of such remedial action when relevant are discussed in chapter 4.5.

835

836 **Material and Operating Limits**

837 Operational security limits are defined by TSOs to protect the people at the vicinity of the materials
838 (near conductors), to protect the material integrity by respecting their technical limits or to respect
839 contract commitments.

840 According to Article 25 of SO GLs, operational security limits are specified by TSOs for each
841 element of their transmission system taking into account voltage limits, short-circuit current limits
842 and current limits in terms of thermal rating including the transitory admissible overloads where
843 allowed.

844 According to Article 35 of SO GLs, each TSO has to respect the N-1 criterion, meaning that no
845 violation of operational security limit of any element shall occur following any contingency of his
846 contingency list. TSOs may derogate to the N-1 criterion if the consequences do not propagate to
847 the whole interconnected system.

848

849 **Evolving contingency**

850 After the occurrence of a contingency, the application of remedial actions may not suffice to solve
851 every operational security limits violation. For safety reasons, grid elements or users in violation of
852 their operational security limits have to be considered as disconnected also. This disconnection
853 phenomenon may result from protection activation or action by an operator. Such events are called
854 evolving contingencies and are said to be verifiable if each and every step can be simulated until a
855 stable state is reached. Obviously, as SO GL Article 35(1) requires TSOs to assess that operational
856 security limits are respected in the (N-1) situation, an evolving contingency which is not verifiable
857 is unacceptable.

858 To assess that a contingency is a verifiable evolving contingency, a TSO may for example perform
859 the following iterative process:

- 860 • Perform a computer based simulation of the contingency
- 861 • If operational security limits are violated apply remedial actions
- 862 • If those remedial actions are not sufficient or are deemed not efficient, simulate the tripping
863 of the elements or users whose operational security limits.
- 864 • Repeat from point 2 until a stable state is reached.

865 If no stable state is reached or if the (N-1) situation can no longer be simulated, the contingency is
866 not deemed a verifiable evolving contingency.

867 Figure 10 shows an example of evolving contingency in which a contingency of line A leads to
868 overloads on line B and C. With remedial actions (topology for an example) applied either in
869 preventive or curative way, the overload on line B is solved but not the one on line C. The tripping
870 of line C leads to a power loss limited to the grey area.

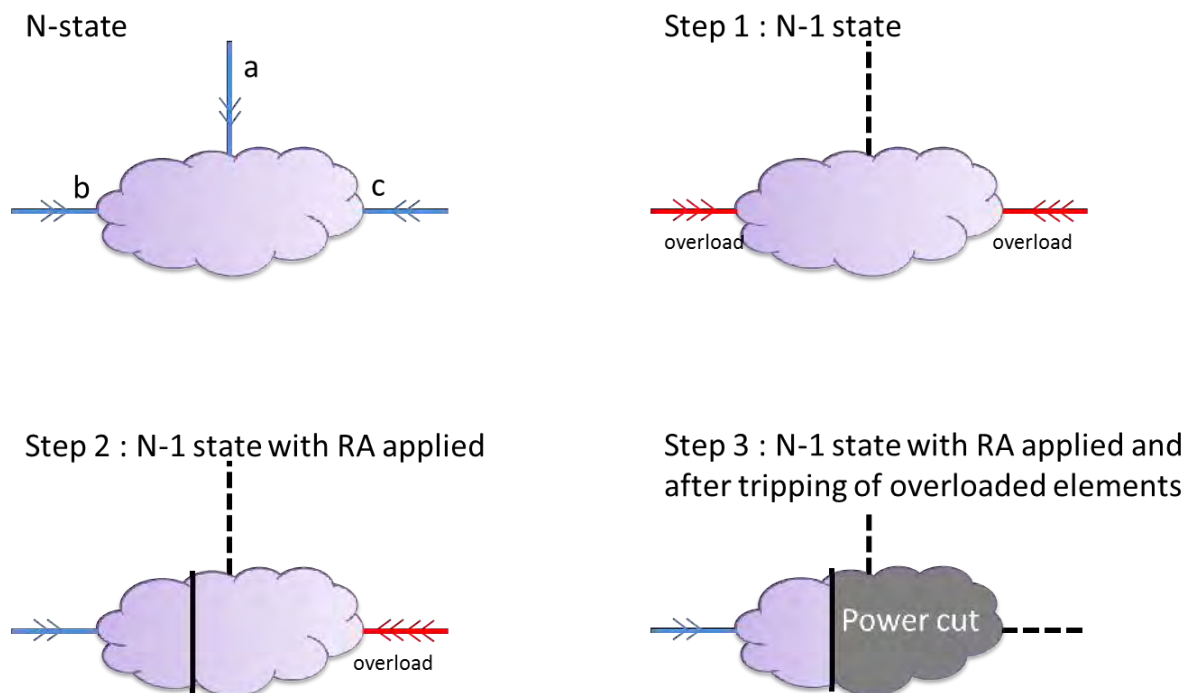


Figure 10

871

872

873

Impact Analysis & Acceptable consequences

874

875

876

877

878

879

CSAM Provides in article 13 that the consequences of a contingency occurring in a TSO's control area are acceptable as long as they are regarded as local, meaning that they do not impact the Operational Security of the interconnected transmission system. This local extension means that they may be either restricted to the TSO's control area where the operational security limit violation appears or spread over one or more other TSO's control area. In the latter case, affected TSOs must jointly agree on this possibility of extension.

880

881

882

883

884

885

886

887

888

889

890

891

892

893

As a conservative approach, which is the basis of SO GL, the system is considered secure as long as no contingency for the contingency list leads to operational limits violation. This may not be the most technically and economically efficient way to handle some particular contingencies as a little chance of power cut may be preferred to a costly certain remedial action activation.

For this reason, CSAM introduces in article 12 the possibility that TSOs may, in the respect of their national legislation or internal rules, accept operational limits violation provided that the evolving contingency is verifiable. This means that the consequences of the tripping of the elements violating their operational limits are restricted to a known perimeter, and if all affected TSOs agree on it.

In addition, as frequency is not identified by SO GL Article 25 as a physical characteristic on which TSOs have to define operational security limits since they are defined at synchronous area level, CSAM makes explicit that the consequences of a contingency monitored by TSOs must not result in a power deviation between generation and demand higher than the reference incident.

4.4 Identification of contingencies

894

Classification of Contingencies

895

896

A "contingency" means the possible or real loss of any element of the transmission system, grid element or a significant grid user, or possible or real loss of any element of the distribution system

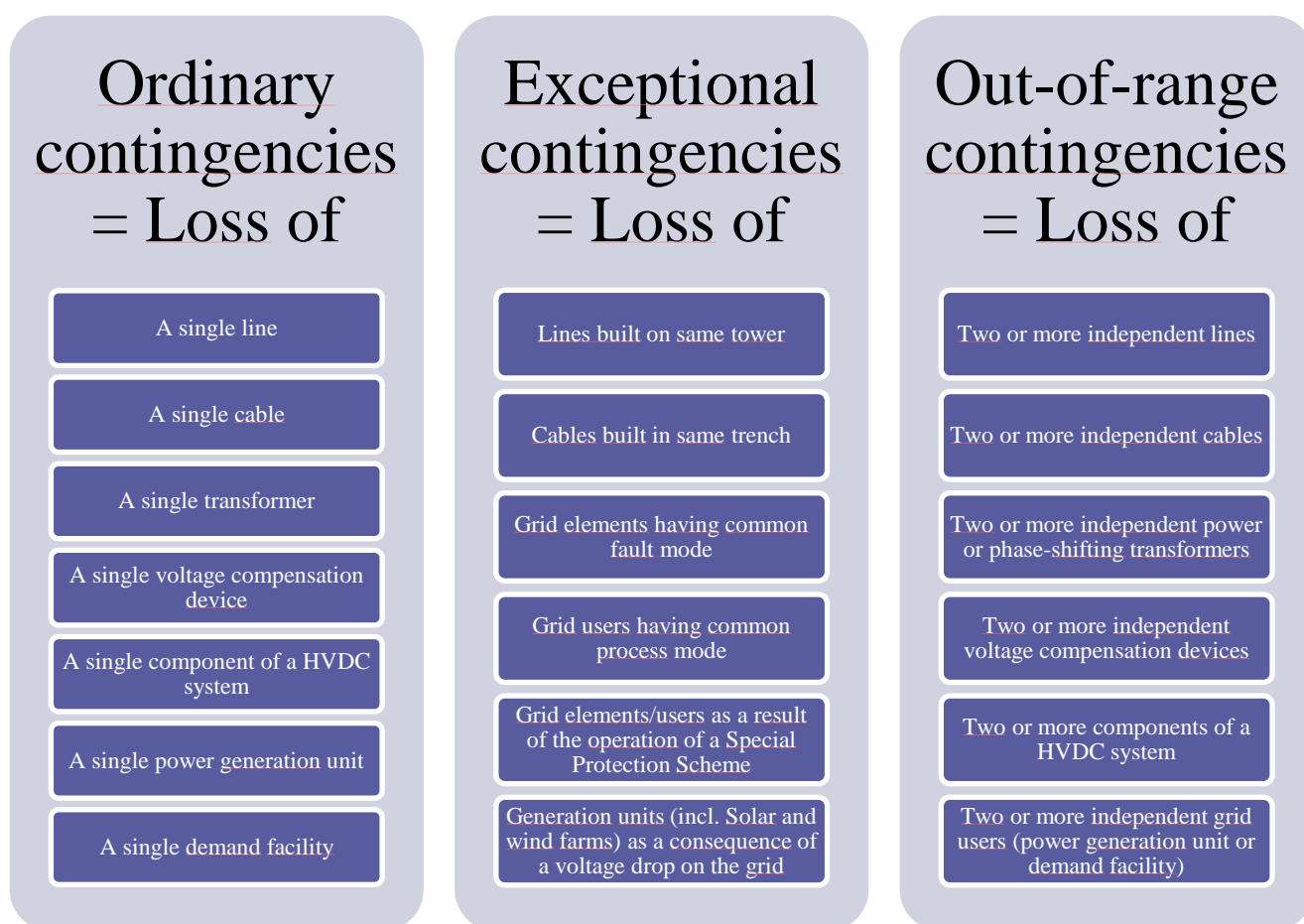
897 which is relevant for the transmission system's operational security. This loss cannot be predicted in
898 advance (in that sense, a scheduled outage is not a contingency).

899 SO GLs define 3 types of contingencies:

- 900 • Ordinary contingency means the occurrence of a contingency of a single branch or injection;
- 901 • Exceptional contingency means the simultaneous occurrence of multiple contingencies with
902 a common single cause;
- 903 • Out-of-range contingency means the simultaneous occurrence of multiple contingencies
904 without a common cause, or a loss of power generating modules with a total lost capacity
905 exceeding the reference incident.

906 Based on those definitions, CSAM Article 7 provides the following harmonized classification of
907 contingencies as shown in Figure 11.

908



909
910

Figure 11

911 Any other type of contingency resulting from the simultaneous loss of one or several grid
912 users/elements not listed above shall be classified in one of the three categories (ordinary,
913 exceptional or out-of-range) according to the SO GLs' definitions.

914 **Contingencies probability**

915 Through their definitions, there is no explicit link between these types and their probability of
916 occurrence. However, this probability level is an underlying element which has been taken into
917 consideration when these types have been defined. In that sense,

- 918 1. Ordinary contingencies have a rather high probability so that they will always have to be
919 monitored and covered, independently from any occurrence increasing factors;
- 920 2. Exceptional contingencies have a probability depending on the specific factors that may
921 increase the occurrence of a “common cause” so that these contingencies will be considered
922 according to the presence or absence of these occurrence increasing factors and/or,
923 independently of their probability, because of consequences high enough to balance the cost
924 of necessary remedial actions;
- 925 3. Out-of-range contingencies have such a low probability that they will never be monitored or
926 covered, even considering the impact of occurrence increasing factors.

927 According to the SO GLs, Exceptional Contingencies consist of multiple contingencies with
928 common cause. The common cause refers to a structural dependency of the contingencies which
929 makes the probability of simultaneous occurrence of these contingencies highly dependent on
930 occurrence increasing factors such as permanent or temporary conditions like the environment, the
931 inherent performance of the equipment, maintenance assessment,...These occurrence increasing
932 factors can have a big or a small occurrence increasing on the probability, so that if some of them
933 marginally alter this probability, other factors have a significant effect on this probability.
934 "Significant" means that they lead to such an increase of the probability of occurrence that it shall
935 change the way the concerned multiple contingency will be managed during the risk assessment.
936 Two types of occurrence increasing factors are introduced whether they are time dependent
937 (temporary) or not (permanent) and some examples are provided below.

- 938 1. Permanent occurrence increasing factors:
 - 939 a. Specific geographical location⁶, as examples
 - 940 i. Lines built in mountains where the profile of the landscape and instability of
941 the ground may increase risk of tower incident;
 - 942 ii. Lines or substations built close to the sea where the salt level in the air might
943 increase the risk of equipment damages;
 - 944 iii. Line or substation built in very dry or desert area where temperature and sand
945 storm might increase the risk of equipment damages.
 - 946 b. design conditions;
 - 947 i. design choices of substations like outdoor or indoor substation, air or SF₆
948 isolated substation, might change the probability of occurrence of the fault;
 - 949 ii. activation of Special Protection Scheme, which by definition will cause
950 sudden disconnection of multiple grid elements.

⁶ The initial design of the equipment generally takes into account these specific conditions. Nevertheless, during its whole life, those conditions can evolve or the design can appear insufficient with consideration of the actual conditions of the specific location.

- 952 2. Temporary occurrence increasing factors, as example:
- 953 a. operational conditions
- 954 i. Depending on the substation design choices, the probability of a busbar fault
955 may be increased during maintenance period;
- 956 ii. Depending on the design choices, the probability of a multiple cable fault in
957 same trench or multiple lines fault on same tower may be increased during
958 work in the vicinity;
- 959 b. weather or environmental conditions,
- 960 i. Depending on design and technical choices, loss of multiple lines due to tower
961 incident or busbar fault may be increased during severe weather conditions
962 or environmental conditions e.g. threats of flooding, forest fires.
- 963 c. life time or generic malfunction affecting risk of failure
- 964 i. Aging material are subject to decreasing reliability which can increase
965 probability of failure until replacement;
- 966 ii. Generic malfunction can affect material which thus proves less reliable than
967 expected.

968 These examples are not exhaustive and illustrate that the conditions of application of each of these
969 criteria are strongly depending on the design choices and technical specifications which are and have
970 been done when developing the grid. They will have to be addressed individually by each TSO for
971 its grid as required by CSAM Article 8 taking into account operational or weather conditions in
972 relation with the specifications and the current state of the equipment and where available the history
973 of incidents that occurred on the concerned grid elements.

974 **Impact of contingencies**

975 In addition to previous criteria related to the probability, it is also possible to consider criteria related
976 to the impact, in accordance with Article 33 of SO GL. Impact means consequences but also
977 remedial actions to cover them. Indeed, some exceptional contingencies, even with a low
978 probability, due to the historical grid design choices or design constraints (e.g. geographical or
979 environmental constraints leading to a structurally weak system, such as long lines or not enough
980 meshed) may have a high impact, over the level of the local consequences which are considered as
981 acceptable by TSO's national rules. Such a situation can lead the TSO as required by CSAM Article
982 10(1.d) to take into account these contingencies in order to avoid this kind of unacceptable
983 consequences. However, such consequences should only be covered if the cost of necessary remedial
984 actions is deemed proportionate to the risk, with respect to a very low probability of occurrence.

985 In addition, exceptional contingencies may also lead to cross border high impact and should thus be
986 taken into account and coordinated at inter-TSO level. In this case, CSAM Article 9 provides that
987 affected TSOs may agree on exceptional contingencies to be included in their contingency list
988 provided that they agree on the contingencies to cover and the maximum cost of remedial actions to
989 cover them while ensuring that all affected TSOs are part of the agreement. TSO shall have to apply
990 the following process to establish such agreements:

- 991
- 992 • TSO A identifies an exceptional contingency with high cross-border impact which is located
993 in TSO B's control area and has consequences in TSO A's control area.

- 994
- 995
- 996
- 997
- 998
- 999
- 1000
- TSO A and B identify all the other TSOs affected by this contingency either because the contingency itself has consequences for those TSOs or because the remedial actions required to cover this contingency are cross-border impacting for those TSOs.
 - TSO A, TSO B and all the other affected TSOs agree on the conditions where such an exceptional contingency will be covered, notably the maximum cost of remedial actions above which cost of fulfilment of operational security limits shall not be deemed proportionate to the risk.

1001 However, some ordinary contingencies, even with a high probability, due to the historical grid
1002 design choices, shall never have consequences which are considered as unacceptable in respect with
1003 TSO's national rules. In such situation CSAM Article 10(4) provides that the TSO, in order to reduce
1004 computation time and simplify the analysis of the results, may decide not to take into account these
1005 contingencies in his contingency list (examples: loss of small grid users, small reactors, small
1006 capacitors...) provided those contingencies are not part of the contingency list of another TSO.
1007

1008 **Exchange of information with neighbouring TSOs**

1009 It is also of the utmost importance that TSOs inform in due time all electrically neighbouring TSOs
1010 (as defined in the Influence chapter) about changes in the contingency list which concern grid
1011 elements being part of the observability area of those TSOs. This information shall allow those TSOs
1012 assessing whether or not these new or updated contingencies shall be part or not of their external
1013 contingency list of these TSOs. The process for ordinary contingencies is described in chapter 3.

1014 However, the identification of external exceptional contingencies requires a TSO to be informed by
1015 its electric neighbours of the exceptional contingencies that they identified in application of the
1016 probability criteria. Some exceptional contingency may be covered only when operational
1017 conditions are met (e.g. weather conditions). In this case TSOs may be informed by a neighbouring
1018 TSO that it covers an exceptional contingency with short notice and have little time to assess whether
1019 they should also cover it. That's why CSAM provides a two-step process for sharing potential
1020 exceptional contingency lists:

- 1021
- 1022
1. In advance, TSOs share their potential exceptional contingencies to identify if they may endanger their grid.
 - 1023 2. Then, when operational conditions are met, a given TSO includes in its contingency list an
1024 exceptional contingency and informs concerned TSOs, then those TSOs include it in their
1025 contingency list (as an "external contingency") if it has been identified previously as being
1026 able to endanger their grid.

1027 Of course, for permanently covered exceptional contingencies there is only one step: TSOs share
1028 their permanent exceptional contingencies to identify if they may endanger their grid and if so, cover
1029 them.

1030 There is no need for a process to share exceptional contingencies with high impact since they are
1031 jointly identified.

1032

1033 **Towards a probabilistic risk management process**

1034 According to Article 75 of SO GL, TSOs should develop common principles for risk assessment, at
1035 least covering probabilistic approach for what concern the consideration of contingencies. Without
1036 questioning the fact that this will remain the final target, the rules provided by CSAM are not based
1037 on a top-down approach where a probabilistic assessment of risk will be applied by each TSO and a
1038 harmonized threshold for acceptable risk would be defined. CSAM provides qualitative rules to

1039 reflect the differences in the probability of occurrence of contingency that will have to be consider
1040 in the N-1/N-k principle based on a bottom-up approach which is reflecting current practices for
1041 TSOs in Europe but also around the world. This approach acknowledges that a strict respect of
1042 Article 75 requirements is not achievable in the short-term as methodologies based on full
1043 probabilistic approaches are not mature and/or experienced enough to be translated into
1044 requirements for TSOs that will have to be applied in operational processes.

1045 TSOs recognize that, in the recent years, progresses towards full top-down probabilistic and/or risk
1046 based processes for common security assessment in operational planning and in real-time activities
1047 (as referred to in article 75 of the SO GL) have been achieved in different national or European R&D
1048 initiatives in which TSOs have been deeply involved (e.g.: iTesla, Garpur, Umbrella...and especially
1049 for what concern the conceptual, algorithms and tooling aspects). Nevertheless, these initiatives have
1050 also reported that there are still important topics and questions that require additional R&D and/or
1051 demonstration activities before becoming mature enough to be translated into pan-European
1052 operational requirements. Among these topics we may highlight

- 1053 (i) the principles identifying the collection of data and the related methodology to provide
1054 correct evaluation of the density function of the possible grid situations and of the
1055 probability of occurrence of contingencies, especially the exceptional ones;
- 1056 (ii) the effective availability of sufficient historical data to estimate these probabilities for
1057 each situation and each contingency
- 1058 (iii) the impact assessment on the cost/benefit and on the TSO management endorsement
1059 of such significant changes in the way to assess the security of the system, taking into
1060 account differences between TSOs/countries in historical grid design choices (i.e. tower
1061 design vs wind withstanding capability, different design of substation,) or in risk
1062 management.

1063 Considering the above, CSAM Article 43 provides that TSOs will describe and lay down the steps
1064 necessary for a potential transition towards a probabilistic risk assessment through periodical reports
1065 and will start defining and implementing a process for the collection of the relevant data.

1066
1067

1068 **4.5 Remedial actions to coordinate**

1069 **Timescale for the activation of remedial actions**

1070 During operational planning processes (from year-ahead to close to real-time) security analyses are
1071 performed with the respective grid models. In case some violations of operational security limits are
1072 detected (in N or when a contingency is simulated), the responsible TSO(s) has/have to prepare
1073 remedial actions to ensure security of supply for the real-time situation. In case the TSO(s) might
1074 not be able to prepare and activate this remedial action in a timely manner after a contingency occurs
1075 to prevent any limit violations in the system - e.g. long lead times for re-dispatch of power plants –
1076 remedial actions have to be activated prior to the potential occurrence of the contingency and to the
1077 investigated timeframe for compliance with the (N-1) criterion. Those remedial actions are defined
1078 by CSAM as Preventive Remedial Actions (PRA) and are planned binding once agreed - unless not
1079 otherwise agreed later - but are activated as close as possible to real-time (Art 21.2.b of SO GL). In
1080 case the permanent admissible transmission loading (PATL) of equipment is violated but not the
1081 transitory admissible transmission loading (TATL), there might exist a timeframe of several minutes
1082 within which the TSO(s) is/are able to prepare and activate a remedial action in a timely manner -
1083 e.g. change of PST settings, manually or automatically - to prevent any limit violations in the system.
1084 Those remedial actions are defined by CSAM as Curative Remedial Actions (CRA) and are activated

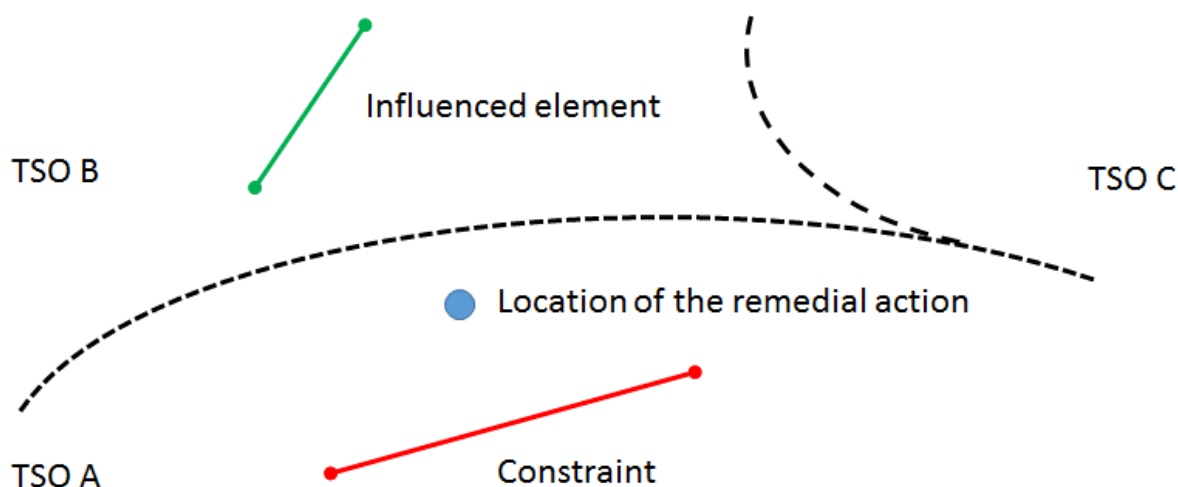
1085 straight subsequent to the occurrence of the respective contingency for compliance with the (N-1)
1086 criterion.

1087 After the occurrence of a contingency there should be no violations of operational security limits in
1088 the transmission system, as all TSO(s) has/have to comply with the (N-1) criterion and has/have
1089 activated either preventive or curative remedial actions. Nevertheless, after such an occurrence, the
1090 transmission system may be now in 'alert state', means a system state in which the system is within
1091 operational security limits, but it exists at least one other contingency from the contingency list for
1092 which, in case of its occurrence the planned remedial actions, if any, would not be sufficient to
1093 prevent operational security limit violations. Therefore, the transmission system is no longer (N-1)
1094 secure. Also, an unforeseen change in the electrical situation through, for example, forecast
1095 deviations, can lead to (N-1) violations without any occurrence of a contingency. TSO(s) shall
1096 activate in those cases a remedial action in order to ensure that the transmission system is restored
1097 to a normal state as soon as possible and that this (N-1) situation becomes the new N-Situation (Art.
1098 35 SO GL). Those remedial actions are defined by CSAM as Restoring Remedial Actions (RRA).
1099 It shall be noted that PRAs and CRAs are planned during the operational planning phase, whereas
1100 RRAs are elaborated and decided in real time.

1101
1102 **Identification of remedial actions to coordinate**

1103 Due to the system physics, any action applied by a TSO on its control area will theoretically
1104 influence voltage and flows of the whole synchronous area. Fortunately, in most situations, the
1105 effects of those actions are restricted to a small perimeter outside of which their effects remain below
1106 the level of natural stochastic variations of the system. However, such a perimeter of measurable
1107 effects may comprise grid elements from another TSO's control area. When the system is operated
1108 close to its limits, in absence of coordination between TSOs, an action applied in one TSO's control
1109 area may have an unforeseen and negative impact in another TSO's control area that may lead to
1110 global consequences. TSOs must therefore identify which remedial actions require coordination
1111 before being implemented.

1112 The following Figure 12 shows the simplest case of cross-border impact: to solve a constraint on an
1113 element from its control area, TSO A needs to apply a remedial action located in its control area that
1114 has a high influence on an element from TSO B control area. The application of such a remedial
1115 actions has to be coordinated between TSO A and B. TSO C has not such influenced element in its
1116 control area and shall not be involved in the coordination of the application of this remedial actions.
1117



1118
1119

Figure 12

1120 The cross-border impact of a remedial action is not the same thing that the character of cross-border
1121 relevance of a congestion. Indeed, a remedial action (e.g. a PST tap change) considered by one TSO
1122 for solving an internal congestion, due to internal flows only, may have cross-border influence on
1123 other TSOs control areas. On another hand, a congestion on a grid element of this TSO, due to cross-
1124 border flows (loop-flows, transit or export flows) is a cross-border congestion, but in some cases,
1125 this congestion can be removed by a remedial action within this TSO control area, without any
1126 impact on flows on other grid elements outside its control area. This remedial action will not be a
1127 cross-border impacting one, but, if costly, will clearly be subject to cost-sharing agreement, as it
1128 solves a cross-border congestion.

1129 In the case of such cross-border congestion, CACM Article 35 and SO GL Article 76 sets the need
1130 for TSOs to develop common proposals, at CCR level, in order to:

- 1131 • identify on which grid elements operational security limits violations shall be treated as
1132 such,
- 1133 • define the remedial actions of cross-border relevance (eg: kinds, locations, minimum
1134 efficiency...) which shall be managed in a coordinated way to remove such violations,
- 1135 • identify the remedial actions of cross-border relevance which are the most effective and
1136 economically efficient one for a given violation.

1137
1138 As a result, the definition of processes to identify coordinated remedial actions aimed at solving a
1139 cross-border congestion, more detailed than existing requirements set out in SO GL is out of the
1140 scope of the CSAM and is to be dealt with in regional proposals (SO GL Article 76 and CACM
1141 Article 35). Nevertheless, some common general principles to be taken into account by all TSOs
1142 when developing these Article 76 proposals, or applied by all TSOs are provided in CSAM articles
1143 15 to 21 (see below).

1144 Among these principles, CSAM Article 20(3) requires that the regional process needed to achieve
1145 the agreement on a cross-border impacting remedial action, envisaged by a TSO or by a RSC, shall
1146 be consistent with the regional process needed to achieve the agreement on a remedial action of
1147 cross-border relevance.

1148
1149 Note also that CSAM scope does not cover the definition of cost sharing rules for costly remedial
1150 actions (SO GL Article 76 and CACM Article 74).

1151
1152

1153 **Determination of cross-border impact**

1154 Regional operational security coordination and thus coordination of remedial actions (being cross-
1155 border impacting remedial actions or remedial actions of cross-border relevance) will be performed
1156 in accordance with methodologies developed in application of SO GL Article 76.

1157 CSAM Article 15 provides requirements for identifying which remedial actions a TSO shall identify
1158 as cross-border impacting, thus needing to be coordinated before being decided to be applied. This
1159 is done in two steps:

- 1160 • Determine ex-ante which remedial actions should be or should not be coordinated
- 1161 • For the other remedial actions not ex-ante classified, provide ways to determine if they
1162 should be or should not be coordinated.

1163 Cross border impact of remedial actions may be assessed by quantitative or qualitative assessments.
1164 Qualitative assessments are simpler but remain mainly empiric and it seems not always feasible to
1165 justify a good trade-off between cross-border impacting and non-cross-border impacting remedial

1166 actions resulting from the only application of qualitative criteria. Quantitative assessments aim at
1167 assessing the actual influence as a change on flow and/or voltage on grid elements from other TSOs
1168 control areas resulting from the application of the investigated remedial action. With respect with
1169 the different ways they are applied, such quantitative assessment shall be performed:

- 1170 1. On the N and (N-1) situations for preventive remedial actions
- 1171 2. On the (N-1) situations for which they are considered for curative remedial actions

1172 By default, CSAM provides a formula in Article 15(1) . This formula assesses the change of flows,
1173 and as an option of voltage, resulting from the application of a remedial action and has the following
1174 properties:

- 1175 • The influence of a remedial action can be assessed by a TSO on its own which is especially
1176 useful when a remedial action is designed during a coordinated operational security analysis
1177 performed by the TSO in operational planning or on a state estimation in real time operation,
- 1178 • a remedial action that does not change the set point of an HVDC system connecting two
1179 synchronous areas has no influence on another synchronous area.

1180 Moreover, RSC are not required to assess the cross-border impact of a remedial action that it
1181 proposes since, by default, such a remedial action is to be agreed by affected TSOs, according to
1182 Article 78(6) of SO GL.

1183 CSAM also provides a default threshold in Article 15(6) for TSOs to assess whether a remedial
1184 action shall be deemed cross-border impacting. This threshold has been derived from current TSOs
1185 practices. Throughout Europe, a change of flows in a range of 50 to 100 MW in absolute is
1186 deemed significant enough so that it has to be coordinated. That's why a relative change of flows
1187 of 5% of PATL has been proposed as a default threshold assuming an average capacity for a
1188 400 kV line of 1,500 MW. This threshold may be decided as at CCR level to adapt to regional
1189 specific situations.

1190

1191 **Remedial actions coordination**

1192 Cross-border impacting remedial actions shall be subject to coordination having in mind that

- 1193 • The higher the number of cross-border impacting remedial action is, the more complex will
1194 the coordination process be,
- 1195 • If there were no coordination at all, TSOs would have to apply increased security margins to
1196 avoid that non-coordinated remedial actions implemented by other TSOs endanger their grid.

1197 Therefore, CSAM Article 17 provides that:

- 1198 • Coordinating a remedial action means to inform affected TSOs about the reasons why this
1199 remedial action is designed and ensure that all those affected TSOs accept its
1200 implementation.
- 1201 • Preventive and Curative Remedial Actions that are deemed cross-border impacting have to
1202 be coordinated
- 1203 • Restoring Remedial Actions that are deemed cross-border impacting have to be coordinated
1204 when the system is in alert state
- 1205 • Restoring Remedial Actions that are deemed cross-border impacting have to be coordinated
1206 only when operational conditions allow it when the system is in emergency state

1207 This approach allows to adapt the coordination to the criticality of the situation: as long as the system
1208 remains in normal state or alert state, only the occurrence of a contingency may endanger the grid
1209 whereas when the system is in emergency state remedial actions may have to be implemented
1210 quickly to prevent the system from collapsing.

1211 In addition, Article 19 provides some requirements on the operational application of the principles
1212 setup in SO GL regarding the timings of application of the remedial actions on the electrical system.
1213 However, this article provides flexibility to anticipate the activation of preventive remedial actions
1214 as long as this does not endanger the grid. Indeed, in some quickly changing situations, such as
1215 mornings where several planned outages must start around the same time or when market conditions
1216 lead to huge change of flow, operators in control room may not have time to implement all the
1217 remedial actions required in a short time. Implementing remedial actions earlier discharges operators
1218 from those peaks of workload and allows a more secure operation of the system by reducing the
1219 stress and thus the probability of human errors.

1220

1221 **Consistency of the different proposals pursuant to Article 76**

1222 In order to achieve the needed consistency between the different proposals for regional coordination
1223 required by Article 76 of SO GL, while leaving enough flexibility for each of them to address
1224 regional specific technical issues and organisation, CSAM defines in Article 20 some fundamental
1225 elements which have to be defined/taken into account in/by each of these proposals, such as: define
1226 the grid elements to be monitored, how to take account of previously agreed remedial actions, what
1227 shall be the outputs of the process and what it shall ensure at least in terms of coordination.

1228

1229 Finally, in order also to achieve consistency of practices among all TSOs:

- 1230 • Article 18 provides principles regarding which remedial actions shall be deemed
- 1231 available by a TSO for regional coordination purposes
- 1232 • Article 21 provides principles to clarify which activities can be done by a TSO to prepare
- 1233 IGMs and to define which remedial actions can/shall be included in these IGMs;

1234

1235

1236 5. Uncertainties

1237 5.1 Introduction

1238

1239 Coordinated operational security analyses deal with the identification of risks on the interconnected
1240 system of operational security limits violations, trying to find the appropriate remedial actions,
1241 according to SO GL Article 21, and ensuring the coordination of these remedial actions. According
1242 to SO GL, these analyses are done on a common grid model in the operational planning phase.

1243 Uncertainties may have a visible effect on these coordinated operational security analyses, since in
1244 some cases operational security limits violations, which were not previously identified may arise in
1245 real time, or remedial actions prior agreed may not be enough or on the contrary may not be
1246 necessary any more. This methodology handles uncertainties in order to reduce these undesirable
1247 effects.

1248

1249 5.2 Uncertainties: what are they, what is their impact on operational security 1250 analysis?

1251 TSOs must face different sources of uncertainties that affect coordinated operational security
1252 analysis results: uncertainties regarding injection that can appear in the demand or in the generation,
1253 uncertainties related to the market and finally other uncertainties such as the forced outages,
1254 effective topology, dynamic line ratings, values decided based on weather conditions, etc.

1255

1256 **Generation**

1257 Uncertainties related to renewable generation have an impact on coordinated operational security
1258 analyses, the greater when insufficiently forecasted. This kind of intermittent generation depends
1259 heavily on weather conditions so the output generation is highly variable and can originate very
1260 diverse scenarios. In this sense, the great challenge for renewable energy forecast is precisely
1261 predicting sudden changes in power generation, since an unforeseen ramp-down or ramp-up in
1262 renewable generation can become a challenging difficulty to cope with for the system. Since
1263 installed renewable generation is increasing in almost all countries, the effect of this kind of
1264 uncertainties is becoming more and more relevant.

1265

1266 Time horizon has a significant influence in these uncertainties since the forecast error is drastically
1267 reduced for the first hours. There is also an important influence of the area size analysed, since this
1268 generation depends heavily on weather conditions, forecast error increases for small areas while
1269 when aggregating a whole country production, the forecast error decreases significantly.

1270

1271 **Demand**

1272 Demand vary significantly from one moment to another, nevertheless daily, weekly and seasonally
1273 patterns can be established. Even though these patterns can be forecasted, there are also other factors
1274 that can influence demand such as weather conditions consequently any error in weather forecast
1275 will be transferred to demand forecast; other factors like particular events (holidays, strikes...)
1276 equally affect these patterns.

1277 There is also a source of uncertainties in the reactive part of demand due to high variability of
1278 reactive load and effects of DSO compensation procedures. Nodal allocation of load on nodes
1279 represented in the data model, resulting of an aggregation process also generates active and reactive
1280 uncertainties. Whereas reactive power uncertainties can be quite significant, their main impact is
1281 local, therefore it is not covered in this methodology.

1282

1283 Although load has been a traditional source of uncertainty in the past, nowadays load forecasting is
1284 considerably more accurate as a result of TSO's experience and also recurring and predictable
1285 patterns in load profiles. Uncertainty levels nevertheless increase significantly with the time horizon,
1286 notably for areas with high dependency of load on weather conditions. Load forecast accuracy is
1287 significantly better at aggregated level (region, country) than at nodal level. In the future, load
1288 forecasting is expected to become more difficult because of the volatility which will be introduced
1289 by emerging paradigms, such as demand response growth, EV charging etc. They are not captured
1290 in the current version of CSAM.

1291

1292 **Market uncertainties**

1293 A source of uncertainty can be identified for horizons greater than the difference between real time
1294 and last intraday gate, since market participants try to reduce their expected imbalance or maximize
1295 their profit by playing on the intra-day markets (cross-border or internally), making the schedules
1296 of dispatchable generation more difficult to predict the day ahead or in intraday far from the real
1297 time.

1298

1299 **Other uncertainties**

1300 Another source of uncertainties are incidents that can occur in the transmission grid such as the
1301 tripping of elements: lines, double circuits or busbars. These events cause unforeseen changes in the
1302 topology of the network which will affect the results of the security analysis.

1303 Finally, as coordinated operational security analyses are run on common grid model, built in day-
1304 ahead or intraday for short-terms studies, it is also essential that TSOs avoid any additional
1305 uncertainties on the results which happen because of mistakes in the individual grid models used to
1306 build CGMs, e.g. on preferred topology, planned outages inclusion, inclusion of already agreed
1307 preventive remedial actions...

1308

1309 **5.3 Objectives of security analyses**

1310 In the operational planning phase, security analyses are run in order to:

- 1311 • Identify the capability of realizing the simultaneous planned unavailability of assets,
1312 including design of remedial actions to facilitate them
- 1313 • Evaluate the expected capability of the system to respect the operational security limits in
1314 the N situation or after the simulation of one contingency of the contingency list, including
1315 design of remedial actions needed to remove identified constraints

1316 Those studies are run in two main timeframes, long-term typically from year-ahead to week-ahead
1317 (potentially up to D-2) and short term from day-ahead towards intraday.

1318 The methodology focuses on the conditions required to realize those coordinated security analyses,
1319 in addition to requirements provided in SO GL. Coordinated SA are needed as soon as impacts on
1320 the interconnected system are evaluated. According to SO GL, those coordinated security analyses
1321 can be run by a TSO or by an RSC (on a regional perspective). In all cases, they shall be done on a
1322 CGM and remedial actions shall be coordinated where they have cross-border impacts.

1323 In the long-term, TSOs face a lot of uncertainties (e.g. no market position; no forecast of weather-
1324 dependant RES; weather impact on long-term trends such as hydro generation level; unplanned long-
1325 lasting forced outages...). Hence, they assess the system security on the basis of scenarios, either
1326 representative of average situations or of more severe ones. Although the uncertainties are relatively
1327 high, those studies are necessary to ensure needed long-term processes (outage planning, long-term

1328 capacity calculations) or prepare in advance measures to face expected risks. In general, in such
1329 long-term, remedial actions are assessed as needed (e.g. choice of a given topology) but they are not
1330 yet decided definitively.

1331 In the short term, the degree of uncertainty tends to decrease, e.g. RES inputs can be forecasted, load
1332 forecasts are quite accurate, generation location and level is available through scheduling processes,
1333 ... Nevertheless, at a given time ahead of real-time, a level of uncertainty always remains, notably
1334 the effects of forthcoming intraday market activities, forecast errors, forced outages...

1335 The objective of coordinated security analyses in the short-term is to assess the security of the system
1336 on the coming hours of the day (ideally continuously, in practice on e.g. hourly timestamps) more
1337 and more precisely, to fine tune the need for RA and their design, including coordination, and to
1338 decide their application at the latest taking into consideration their needed activation time. This
1339 means that security shall be reassessed sufficiently frequently, or when a special event triggers the
1340 need for a reassessment. In terms of regular updates of the security assessment, there is no uniform
1341 answer across Europe either in terms of frequency or of most adequate timings. This depends on
1342 multiple issues such as intra-day market activity, RES impact on flows, RES and load forecast
1343 accuracy, time needed to activate remedial actions.

1344 In the short-term period, agreed remedial actions are implemented the closest to the real time, taking
1345 into consideration the delay to activate them (which can be up to 24 -48 hours for some plant start-
1346 up). As these decisions are taken based on data affected by uncertainties, an appropriate balance
1347 must be adopted between:

- 1348 • Using conservative margins to avoid any risk of not-anticipated constraint, at the cost of
1349 increasing the number and costs of needed remedial actions; this is specially impacting when
1350 the kind of constraint requests the use of costly remedial actions on generation to be
1351 implemented long before real time –due to 24-48 hours delay- where uncertainty levels are
1352 still relatively high. Moreover, as this kind of conservative decision can be judged in real-
1353 time finally not necessary, if this happens regularly, this can lead to a loss of confidence in
1354 the studies and decisions made in the operational planning phase;
- 1355 • Using less conservative margins with the risk of facing constraints identified only closer to
1356 real-time with limited available remedial actions solutions (due to the fact that some are no
1357 more available), ultimately leading to the risk of N-1 security violation.

1358

1359 **5.4 Managing Uncertainties**

1360 As described previously, the handling of uncertainties is an issue for TSOs to address, and is a
1361 challenge to be managed in processes in all timeframes of operational planning. This is indeed a
1362 wider question as it also concerns work areas such as network planning, asset management, and
1363 market design.

1364 Based on varying conditions and area of application, various strategies for addressing uncertainties
1365 have been developed. Below follows a description of the strategies considered as possibilities to
1366 address the requirements for assessing and dealing with uncertainties, notably of generation and load
1367 in the context of SO GL:

1368

1369

1370

Use more stressed values than the forecast

1371

This approach consists in replacing the expected value (or reference value such as the average) by another one which allows one to stress the system and therefore will prevent missing the detection of unsecure situations resulting from underestimation of injections.

1372

1373

1374

1375

1376

1377

1378

1379

General advantages with this method are related to providing more secure results and ease of implementation for analyses whilst the challenges relate to preparing scenarios combining different stresses and the interpretation of results, notably with respect to the decreasing probability of the more stressed values. A further risk with such an approach is that it may lead to increased volumes of remedial actions to be activated which after the fact may prove to have been unnecessary.

1380

1381

Use margins on results

1382

This approach, in general, consists of keeping a margin when evaluating the results of the security analysis in order to secure the evaluation against effects of uncertainties.

1383

1384

1385

1386

1387

1388

1389

1390

1391

1392

1393

1394

A simple method is to evaluate the violations of operational security limits by applying a constant security parameter on those limits: for example, checking computed flows against PATL or TATL reduced by 5%, or applying a statistically calculated margin per branch.

The advantage with an approach using margins is that an approach can be developed to be similar in application and interpretation as reliability margin in capacity calculation. The disadvantages are related to the complexity and data requirements for the statistical analysis as well as the fact that the intuitiveness of results may not be compatible with operational processes for short term studies. A further disadvantage is that the approach may, as with using “stressed values” lead to an increase of volumes of remedial actions to be activated, which after the fact may prove to have been unnecessary.

1395

Examine sensitivity of results

1396

This approach is based on a full probabilistic description of input variables and possible events to evaluate the probabilistic expectation of N-1 violations or alert/emergency state.

1397

1398

1399

1400

1401

1402

1403

1404

Such a method may be advantageous as results showing which contingencies have the highest probability to cause violations can be displayed and which could be made even more useful, if combined with severity index, as a tool for decision making in preparing remedial actions. However, such a probabilistic approach is not in line with the current dominance of deterministic methods, and therefore there is also a lack of tools, data and understanding for such an approach to be implemented by all TSOs in the medium term of several years.

1405

Use “best forecast” values combined with update requirements.

1406

The “best forecast” values method consists of the utilization of the best available forecast value for the injections. It is the classical method, mostly used by all TSOs. The best forecast value is either the result of a forecast model (mainly for day-ahead or intraday studies) or is a fixed value, normally equal to the average value for the studied day. In order to properly manage the effects of uncertainties of generation and load using best forecasts it is important that the forecasts are updated at a sufficient frequency to make sure that changes in the forecast that may affect the results of security analysis is captured.

1407

1408

1409

1410

1411

1412

1413

1414

The advantages of a “best forecast” approach are that it is a well-known and proven approach and that the results are suited for process constraints and are sufficiently simple and intuitive

1415 to be easily analysed in short term studies. The disadvantages of such an approach are
1416 obviously related to the accuracy of forecasts and this approach is therefore not suitable for
1417 timeframes longer than D-1 or D-2. Such an approach obviously is less robust than other
1418 approaches which consider margins or more stressed situations, but therein also lies the
1419 advantage that it seems reasonable that remedial actions are only set up when operational
1420 security violations are identified based on best available forecasts.

1421 It is worth noting that only the last two approaches (probabilistic and “best forecast”) are not
1422 introducing a “risk aversion” bias.

1423

1424 **Suggested approaches**

1425 As the requirements in SO GL is focused on operational planning from year ahead to real time
1426 operation it is important to mention that, in addition to achieving a balance between being too
1427 conservative or risking security violations as mentioned in the section Roles and organisation of
1428 security analysis in operational planning, choosing of a strategy for assessing and dealing with
1429 uncertainties of generation and load must necessarily consider the following aspects:

- 1430 i. what are the current/expected operational process/es
- 1431 ii. capabilities of existing tools
- 1432 iii. availability of data required
- 1433 iv. timeframes in which processes must be completed
- 1434 v. the need for operators to make decisions based on the results and therefore the intuitiveness
1435 of the results, including their appropriateness a posteriori, which drives the confidence put
1436 by operators in the decisions made in the operational planning phase.

1437 **Choice for Long Term studies**

1438 The chosen approach for long term studies is that the scenarios which shall be used as a basis for the
1439 long-term security analysis studies, described in Article 72(1)(a) or (b) or for outage coordination
1440 following Articles 98(3), 100(3) and (4), are the scenarios required according to SO GL Art 65.

1441 However, these scenarios can be seen as average or fixed observed values and would therefore not
1442 sufficiently cover uncertainties to allow studies such as those required for outage coordination. For
1443 example; how would three TSOs combine their needs where TSO A would require a scenario with
1444 low wind infeed to be studied to be assured that a line may be put in maintenance for a longer period
1445 of time, whilst TSO B may require to study a situation with high hydro infeed for some time during
1446 the same duration, and even TSO C needing to study a situation with high wind infeed. Extrapolating
1447 this problem to all European TSOs would of course not be a sustainable solution.

1448 The suggestion is therefore to allow local scenarios, letting each TSO decide for which operational
1449 planning activities those local scenarios are to be considered, in addition to the common scenarios
1450 mentioned above, and shall inform the TSOs of its capacity calculation region or of its outage
1451 coordination region and the relevant RSCs about the content of those local scenarios and their usage
1452 purpose. This is similar to the existing requirement in SO GL Art 80(3)(c) for TSOs to provide the
1453 regional security coordinator with scenarios to detect and solve regional outage planning
1454 incompatibilities, but an extension. To cover these scenarios with IGMs from all TSOs and
1455 consequently CGMs could potentially results in an unmanageable number of IGMs/CGMs.
1456 Therefore, all TSOs shall not be required to create an IGM per local TSO scenario, but rather the
1457 requesting TSO should define, in coordination with other TSOs of the concerned capacity
1458 calculation region, which grid models shall be used to study these local scenarios. Furthermore,

1459 these grid models shall be derived from the common grid models established pursuant to SO GL Art
1460 67, using appropriate substitutes or derived models where appropriate.

1461 In this way sufficient stresses can be applied locally to ensure an acceptable level of confidence in
1462 the security analyses studies whilst maintaining coordination and commonly agreed scenarios.

1463

1464 **Choice for short term studies**

1465 The chosen strategy in this methodology is to consolidate on the basis of proven stable solutions,
1466 namely combining using best forecasts with specific requirements on regular updates of the
1467 forecasts, considered along with the requirements which TSOs are to fulfil in the application of
1468 CACM and SO GL.

1469 The strategy can be summarised such that each TSO shall perform a coordinated operational security
1470 analysis on the basis of a best forecast approach where the forecasted situation of each timestamp of
1471 the next day shall be established in accordance with the following:

1472

1473 ○ Considering that a margin in line with Article 22 of Regulation (EU) 2015/1222 shall be
1474 already taken into account for capacity calculation processes (in a context of large
1475 uncertainties and big approximations, with the goal to offer firm capacity to market
1476 participants whatever happens after), whereas the goal of the operational security analysis is
1477 fully different and is to identify expected operational security limit violations and consequent
1478 needed remedial actions, each TSO shall not take into account any reliability margin to its
1479 operational security limits when evaluating the results of the coordinated operational security
1480 analysis. In the same way, each TSO shall not include in its day-ahead individual grid models
1481 any reliability margin to the operational security limits.

1482 ○ Individual grid models and subsequent common grid models, created in the application of
1483 Article 70(2) of SO GL and according to the methodology of Article 70(1) of SO GL, shall
1484 include load and intermittent generation forecasts established on the basis of the latest
1485 available forecasts for load and intermittent generation built according to CSAM Article 37
1486 and Article 38. The detailed requirements for forecast updates are discussed in more detail
1487 in section 5.5, but these requirements are aimed at handling the uncertainties related to
1488 specifically intermittent generation and load.

1489 ○ Individual grid models and subsequent common grid models, created in the application of
1490 article 70(2) of SO GL and according to the methodology of Article 70(1) of SO GL, shall
1491 also include market results, schedules, and planned topology of the transmission system.
1492 This article of SO GL already requires TSOs to provide updated inputs where market results
1493 and consequent generation schedules are available –they are expected to be accurately
1494 provided by market participants, and at the right level of granularity needed by the TSO, on
1495 the basis of the application of SO GL articles 40 to 53-, as well as it requires the TSO to
1496 provide an updated forecast of its grid topology.

1497 ○ Agreed remedial actions (or unilaterally decided by TSOs, when they are allowed to do so)
1498 shall be included in individual grid models and subsequent common grid models as required
1499 in Article 21 of CSAM. This requirement implies that TSOs shall include all remedial
1500 actions, including countertrading and redispatching in IGMs, thereby reducing this source of
1501 uncertainty and allowing for this to be accounted for in subsequent analysis.

1502 For D-1 security analysis specific synchronized timings are also set for coordination to allow all
1503 TSOs and RSCs to work on data established at the same moment.

1504 For the intraday timeframe specific requirements are set in the CGM methodology developed
1505 pursuant to Article 70(1) as to the minimum number of IGM updates in, which will enable all TSOs
1506 and RSCs to perform their security analyses on the basis of these updates. On top of that, notably in
1507 the regions which these minimum global update forecasts are seen as not sufficient with respect to
1508 the variability of the forecasts, eg due to high level of RES or very active intraday markets, TSOs
1509 are further required to determine additional IGM updates frequency and the corresponding frequency
1510 of intraday coordination of operational security analysis, per CCR, by application of SO GL Art 76-
1511 77.

1512 Any approach which is based on forecast updates is also dependant on monitoring of the results and
1513 implementing corrective actions where this is required. This is covered by monitoring tasks
1514 required in SO GL. SO GL Articles 15(4) (b) and (d) require reporting of events which have occurred
1515 due to forecast discrepancies. In addition SO GL article 17 (2) (b) requires reporting from the RSC
1516 on events, remedial actions and cost. In addition to these requirements for reporting, Article 70 (5)
1517 of SO GL also requires each TSO to assess the accuracy of the variables specified in 70 (3), and
1518 then corrective actions in accordance with Article 70 (6) of SO GL in case of the TSO assesses this
1519 accuracy is not sufficient.

1520 With consideration to the expected continuation of a regular increase of the impact of uncertainties,
1521 mainly those resulting of RES/load injections and of intraday internal and external trades (up to the
1522 gate closure), TSOs also identify the selected approach (best forecast and sufficient updating
1523 frequency) could become insufficient in the coming years and there may be a need to study an
1524 enhanced approach using margins when analysing the results of security analysis (and consecutive
1525 remedial action decisions) run several hours ahead of real-time. This is however not the current
1526 choice described in the present CSAM but could be foreseen in future evolutions of the
1527 methodology. At least CSAM article 39 requires to regularly review the adequacy to the needs of
1528 the minimum frequency for providing IGMs updates by all TSOs which are defined in the CGM
1529 methodology.

1530

1531 **Handling of specific weather risks or other exceptional not planned event**

1532 When a TSO expects exceptional situations to be faced, resulting from out-of-range contingency
1533 (e.g. destruction of several assets after a windstorm), its general behaviour is to analyse in advance
1534 what could be the consequences of such events, and coordinate with potentially concerned TSOs,
1535 either because they could be affected or because they could help to face the situation. In some cases,
1536 the time needed to come back to normal state can be long, up to several days/weeks. The
1537 requirements set up in CSAM article 25 are established to ensure a consistent approach of all TSOs
1538 in that type of situations.

1539

1540 **5.5 Forecast updates principles**

1541 Setting a definitive target in terms of maximum error which should not be exceeded is an
1542 unachievable objective, since there is a lack of definitive basis on which it can be based. For example
1543 it cannot be simply compared to the reserves needed for facing the reference incident for generation
1544 disconnection, because this event is sudden and located in one node, additionally defining a
1545 maximum error to be compliant with could lead to difficulties since predictability of intermittent

1546 generation, and also load, is very variable in different zones of Europe depending on the instability
1547 of weather conditions; being more difficult to remain below the maximum error for certain zones.
1548 The empiric target which has been taken into account to determine forecast update requirements is
1549 to avoid that lack of adequate forecast would lead to errors due to RES greater than an order of 2-4
1550 % of the reference load for each control area. This value is in the magnitude of observed errors on
1551 load forecast, and can be deemed as adequate, as experience shows that it can be managed by TSOs.
1552 Requirements are defined with respect to the “reference load” of each control area. This reference
1553 load in the following has been taken as the average load (total consumption energy (in MWh) in the
1554 control area divided by the number of hours in the year).

1555
1556

1557 **Forecast updates of intermittent generation**

1558 Requirements are different according to level of installed intermittent generation in order to maintain
1559 the level of error of 2-4% of the reference load.

1560 As regard the types of intermittent generation subject to requirements on forecasts, the requirements
1561 concern only the intermittent generation types which are highly sensitive to rapidly changing
1562 weather conditions from one hour to another one in the same day. Slower varying level of
1563 intermittent generation (e.g. run-of river hydro) are not subject to those requirements as it is expected
1564 that their slow variations are sufficiently anticipated and compensated. This means that the following
1565 requirements apply only to wind and solar generation. It could be extended in the future if other
1566 weather sensitive technologies of intermittent generation would develop.

1567 As regards wind or solar generation forecast, current experience shows that their forecast depends
1568 firstly on the weather forecast, those forecasts can be improved by the use of multiple tools and can
1569 be strongly improved for forecasts of several hours ahead if an estimation of actual generation is
1570 taken into account in the forecast algorithm. Due to the fact that weather forecast is updated twice a
1571 day at Pan-European level, requirements based only on weather forecast must not exceed this
1572 frequency. As forecasts can be strongly improved if real time measurements or estimation of actual
1573 generation are taken into account in the forecast algorithm, in the case of a high level of RES
1574 installed capacity estimation of actual generation is included in the requirements in those cases in
1575 which it has been verified that the use of this estimation improves forecast accuracy. It may also be
1576 the case that it is not feasible to obtain real time measurements, for example in the case of PV on
1577 roofs.

1578 There is no requirement of forecasts updates for those TSOs with a level of intermittent generation
1579 less than 1% of the reference load, since until this level of generation there is a non-relevant effect
1580 in transmission system from this source of energy.

1581 TSOs for which the level of intermittent generation in their control area is “moderate” (defined from
1582 1% until 10% of the reference load) must have at least a forecast available for each hour and
1583 established once a day. Errors in forecast for the 24 hours horizon can typically reach up to a
1584 maximum of 20% of installed capacity that could involve errors of up to 2% of the reference load.

1585 TSOs with a “medium” level of intermittent generation installed capacity in their control area
1586 (defined from 10 to 40 % of the reference load), must have at least the forecast updated 2 times in
1587 intraday; errors in forecast for the 12 hours horizon are thus reduced and can typically reach up to a
1588 maximum of 8% of installed capacity which could involve errors of up to about 3% of the reference
1589 load.

1590 TSOs with a “high” level of intermittent generation installed capacity in their control area (above
1591 40 % of the reference load) must have forecast updated every hour taking into account real time
1592 measurement or at least estimation of generation provided it has been verified that the use of this

1593 estimation improves forecast accuracy. Errors in forecast are thus further reduced for the 1 hour
1594 horizon.

1595 In summary one could say that the increase in forecast frequency in relation to installed capacity is
1596 aimed at creating a good balance between costs incurred for establishing forecasts whilst aiming for
1597 a level of security achieved by keeping the expected error to within 4% of average load. This
1598 balanced approach is in line with SO GL Article 4(2) requesting a principle of optimisation between
1599 costs and overall efficiency in its implementation.

1600

1601 **Forecast updates of load**

1602 Requirements of load concern only active power since although reactive power uncertainties are
1603 quite significant, their main impact is local so is not covered by this methodology.

1604 The parameter selected to determine the frequency for updating load forecast has been load's
1605 temperature dependency. The chosen value has been a MW/°C gradient greater than 1%, since
1606 weather forecasts is usually accurate to within +/- 2°C, which could imply a variation of load of 2%,
1607 in line with error level established. It should be stressed that although the gradient of the load's
1608 temperature dependency has been selected as the parameter to determine the requirement for the
1609 frequency for updating the load forecast, this value has been selected as a common criterion for all
1610 TSOs of primary importance. It is therefore still the responsibility of each TSO to include other
1611 information required to establish an accurate load forecast. Examples of other information could
1612 include: meteorological data such as cloud cover or precipitation; information from market
1613 participants such BRPs; demand side response or the price elasticity of the load.

1614

1615

1616

1617

1618 6. RSC Coordination

1619 This part of the supporting document deals with Art 75(1)(d) which requires all TSOs to develop
1620 “requirements on coordination and information exchange between regional security coordinators
1621 in relation to the tasks listed in Article 77(3)”.

1622 Article 77, notably its paragraph 3, requires all TSOs of each CCR to delegate to one or more RSCs
1623 the following tasks at regional level:

- 1624 - Regional operational security coordination in accordance with Art 78
- 1625 - Build of CGM in accordance with Art 79
- 1626 - Regional outage coordination in accordance with Art 80
- 1627 - Regional adequacy assessment in accordance with Art 81.

1628 In a meshed system, when a RSC provides its tasks to the TSOs in accordance with Art 77, it can be
1629 expected that the issued proposals (and then the decisions once made by TSOs) may have adjacent
1630 effects on other TSOs having delegated these tasks to another RSC, while there maybe also
1631 additional opportunities for the RSC to provide alternative proposals using remedial actions located
1632 within the control areas of these other TSOs.

1633 As a result, RSCs shall provide their tasks with an adequate level of coordination between them.
1634 This is explicitly mentioned in each of the SO GL Articles 78 to 81. This implies also requirements
1635 on information exchange between the RSCs to support this coordination, leading to an adequate
1636 level of interoperability between them. CSAM Chapter 5 provides the corresponding pan-European
1637 requirements.

1638 It shall be noted that when developing these requirements, TSOs⁷ have taken into account the need
1639 for a right balance between

- 1640 (i) establishing pan-European requirements which provide common sets of rules absolutely
1641 needed to ensure the capability for coordination between all RSCs
- 1642 (ii) leaving enough flexibility for TSOs of each CCR to determine different organisations or
1643 execution features (e.g. frequency and conditions of intra-day CGM and regional security
1644 analyses updates), depending on the regional characteristics, in accordance with SO GL
1645 articles 76 and 77.

1646 The pan-European requirements defined in CSAM cover general needs for inter-RSC coordination
1647 and specific needs as regards each of the four tasks.

1648

1649 6.1 General requirements

1650 In order to ensure feasibility of the inter-RSC coordination, CSAM Art 26 requires the use of English
1651 for all kind of information exchange between RSCs and requires a 24/7 availability so that any
1652 request for coordination coming from one RSC can be addressed by another one. Nevertheless,
1653 taking into account that, contrary to TSCNet and Coreso, new RSCs have to be set-up in order to
1654 implement SO GL, and consequently have to progressively consolidate their operational
1655 organization, Art 26 provides that if a RSC is not able to provide 24/7 availability, a back-up solution
1656 shall be defined by the RSC and its TSOs to allow possible exchange of information at the request
1657 of other RSCs during the periods this RSC is unavailable.

1658 As mentioned before, RSCs zones of analyse/recommendations cannot be totally independent
1659 because of the interconnection of the system (this is true even when the zones are linked by HVDC
1660 links). Thus, it is important that the RSCs and their TSOs identify precisely the part of their areas
1661 which interact, in order that they specially coordinate their work on these areas. More precisely, to
1662 ensure an efficient delivery of the tasks, notably coordinated regional operational security

⁷ Indeed, this part of the CSAM has been developed by a working group consisting of TSO and RSC representatives

1663 assessment, each couple of RSCs and their TSOs are required in Art 27 to determine their
1664 “overlapping zone”, in terms of lists of network elements monitored by each RSC, and list of typical
1665 remedial actions used to solve congestions. As regards remedial actions, they have also to identify
1666 those which are qualified as “cross-regional” ones. This last notion means that such a remedial
1667 action, considered by one RSC to solve a congestion, may have a sufficient impact on a TSO who
1668 has delegated its tasks to the other RSC, so that this impacted TSO and its RSC shall be included in
1669 the agreement of such a remedial action.

1670 **6.2 Requirements linked to CGM build**

1672 As the CGM is a fundamental input for the delivery of the 3 other tasks required by SO GL (as well
1673 as delivery of capacity calculation task), the highest possible level of availability for the CGMs has
1674 to be ensured via a relevant organization set up by the RSCs. It is the objective of Article 29 which
1675 aim at organizing RSCs so that they ensure an absence of interruption of the service. Note that this
1676 objective is possible, while demanding for all RSCs to implement it, because the “CGM build” task
1677 is functionally identical from one region to another one, whereas it would be difficult to set the same
1678 requirements for other tasks, as they can be organized differently (e.g. different tools, different
1679 timescales, different human expertise role...) and need regional expertise.

1680 CSAM also recognizes that the quality of the IGMs provided by the TSOs is a fundamental pillar
1681 in the creation of a consistent CGM, on which other tasks can be delivered with a sufficient accuracy.
1682 According to SO GL Art 79(1), each RSC shall check the quality of the IGMs in order to contribute
1683 to building the CGM for each mentioned time-frame in accordance with the CGM methodology
1684 provisions. In addition, CSAM article 28 requires them to monitor the correct inclusion of all the
1685 previously agreed coordinated remedial actions in the IGMs by the TSOs, because the experience
1686 shows that any mistake in this inclusion is a risk of confusion and inappropriate diagnosis or decision
1687 by the affected TSOs.

1688 **6.3 Requirements linked to coordinated regional operational security assessment**

1690 The coordinated regional operational security assessment process is performed at RSC level based
1691 on a regional methodology defined in the scope of application of Art 76 and 78 of SO GL, and taking
1692 into account requirements set-up in CSAM. As a result, these regional methodologies have
1693 necessarily some common features such as:

- 1694 • A list of contingencies that are simulated during the process
- 1695 • A list of grid elements that are monitored during the process (following CSAM Article 20)
- 1696 • A list of remedial actions that are used to solve congestions during the process
- 1697 • Some specific exchange modalities and timestamps during the process to share and agree on
1698 the congestions and the Remedial Actions used to solve them.

1700 As a matter of fact, there is a need to properly coordinate these elements at an inter-RSC level to
1701 ensure that:

- 1702 (a) there is no confusion on what is monitored,
- 1703 (b) the results of the security analyses are shared and they can be cross-checked between RSCs
1704 for overlapping zones if needed
- 1705 (c) the remedial actions proposed and agreed on do not introduce problems at the cross-regional
1706 level.

1707 As already mentioned, point (a) is covered by CSAM Article 26. Point (b) is covered by Article 32,
1708 requesting to exchange at least the results of security analyses on the overlapping zones and, the
1709 need for remedial actions. Point (c) is covered by Article 30 combined with Article 27.

1710

1711 At the same time, the coordination between RSCs shall aim to allow that the most effective and
1712 economically efficient remedial actions, possibly outside the covered area, are found and agreed on
1713 during the process. This latter point is particularly relevant when no remedial action can be found
1714 by an RSC within the control areas of the TSOs it serves. This cross-regional search of potential
1715 remedial action is covered by CSAM Article 31 (but also Article 30(4)), acknowledging that such
1716 an investigation can be restricted, in the case of costly remedial actions, to the set of remedial actions
1717 which are covered by an existing cost sharing rules agreement between the concerned TSOs.

1718

1719 Besides these requirements developed to ensure general inter-RSC coordination, applicable at any
1720 time and triggered by one RSC towards the other ones having overlapping zones with it, CSAM
1721 identifies the need for a specific process in Day-ahead to be described. Chapter 2.1 of the supporting
1722 document provides more insights on this day-ahead process.

1723

1724 **6.4 Requirements linked to outage planning coordination**

1725 The Outage Planning is a coordinated process among the participating TSOs and is supported by
1726 RSCs in the scope of application of Art 80 “Regional outage coordination”. This task requires
1727 numerous recurring exchanges of information between TSOs and RSCs. As regions are not
1728 independent between them, it is necessary for RSCs to coordinate in order to facilitate identifying
1729 possible cross-regional solutions to remove an outage incompatibility for which satisfying solutions
1730 have not been found inside a region.

1731 This objective is covered by CSAM Article 35.

1732

1733 **6.5 Requirements linked to regional adequacy assessment**

1734 The adequacy assessment tasks performed regionally are not independent from each other as the
1735 European electricity system can't be split into fully independent regions. This requires timely
1736 exchange of information between RSCs before the regional adequacy assessment is performed by
1737 RSCs in one region. This exchange of information may also give the opportunity to get and share
1738 an overall though not detailed assessment of the risk of adequacy issue at cross-regional level before
1739 starting the necessary regional adequacy assessment.

1740

1741 After the regional assessments are performed, some adequacy issues detected regionally that can't
1742 be solved into one region could be solved by another adjacent region provided enough energy/MW
1743 capacity is available in that region and transmission capacities are available between those regions.
1744 Therefore, after the regional assessment is performed, potential cross-regional remedial actions
1745 should then be exchanged and assessed between RSCs.

1746 This objective is covered by CSAM Article 36.

1747

1748

1749 7. ENTSO-E role

1750

1751 This part of the supporting document deals with Art 75(1)(e) which requires all TSOs to define the
1752 “*role of ENTSO for Electricity in the governance of common tools, data quality rules improvement,*
1753 *monitoring of the methodology for coordinated operational security analysis and of the common*
1754 *provisions for regional operational security coordination in each capacity calculation region*”.

1755 The legal analysis is that providing a direct answer to this requirement rises questions as it is not in
1756 the scope of responsibility of the NRAs to decide upon a task given to ENTSO-E. In order to allow
1757 TSOs to fulfil their obligation of Art 75(1)(e), while providing a proposal that NRAs can approve,
1758 the CSAM requirements are addressed to TSOs, mentioning where useful that TSOs shall use
1759 ENTSO-E as a platform for their cooperation to implement the corresponding CSAM requirements.

1760

1761 7.1 Governance

1762 CSAM Article 40 requests TSOs, with the support of the RSCs, to identify the needs for tools and
1763 functions of pan-European nature. Such tools should make possible the access and exchange of
1764 information between TSOs and/or between RSCs, when such an exchange is needed to prepare
1765 secure operation. These tools and functions may be operated in one or several places, by operator(s)
1766 such as RSCs, TSOs... Currently, some examples have been identified, e.g. grid model building,
1767 OPDE general services to access/retrieve/update/secure data stored in OPDE or alignment of net
1768 positions between IGMs.

1769 In the future, extension of these needs or new needs may appear and will have to be conveniently
1770 identified and addressed, primarily at pan-European level but it may also concern a need identified
1771 at regional level, where the need is shared between several regions and characteristics and processes
1772 are common (or largely common) between these regions.

1773 With the variety of the possible needs, it is not meaningful to provide for a unique solution as regards
1774 the governance of development and operation of such tools/functions, but it is important to orientate
1775 the satisfaction of these needs in an efficient and interoperable way, hence to avoid parallel
1776 inconsistent answers provided.

1777 Therefore, for the identified needs, CSAM Article 40 also requires the concerned TSOs to set-up a
1778 common development of a tool or a function, i.e. the TSOs shall define how to develop and maintain
1779 it, how to finance it, shall define governance rules and agree on the conditions to operate it (e.g.
1780 selection of hosting entities).

1781

1782 7.2 Data quality

1783 As regards the data quality issues for operational planning, the fundamental point is to ensure quality
1784 of the system modelling. The corresponding requirements are already embedded in CGM
1785 methodology (CGMM). This includes an advance process, with the definition of a set of rules and
1786 the monitoring of the actual quality, notably with respect to these rules.

1787 Beyond the data quality requirements for CGM building, there is no evidence that other strong data
1788 quality requirements need to be identified explicitly, and therefore no evidence that a systematic
1789 ENTISOE-role should be determined.

1790 It is the reason why CSAM Article 41 only requires the TSOs, when identifying common needs for
1791 functions/tools in accordance with CSAM Art 40, to also identify if those needs would need a
1792 specific data quality management process comparable to the one developed in the CGMM, and in
1793 that case to define it.

1794

1795 **7.3 Monitoring**

1796 As regards the end of SO GL Art 75(1)(e), it can be understood that the underlying objective of such
1797 a monitoring is to identify the remaining weaknesses, if any, of the regional or pan-European
1798 coordination, in order to correct them.

1799 This part of the requirement is worded in a very general form and could be extensively interpreted
1800 as a monitoring of all the Articles adopted in the methodology on the five main aspects developed
1801 in accordance with SO GL Art 75, together with a monitoring of all the provisions set-up by TSOs
1802 and RSCs in each CCR, in accordance with SO GL Art 76. This could lead to a complex and
1803 inefficient process of data collection and analysis with poor certainty of being able to identify
1804 effective issues/weaknesses.

1805 Moreover, the answer provided to SO GL Art 75(1)(e) requirement shall absolutely avoid becoming
1806 redundant with implementation of SO GL Art 17(1), which requests ENTSO-E to report every year
1807 on “regional coordination assessment”, on the basis of data reported by RSCs, in accordance with
1808 SO GL Art 17(2).

1809

1810 As a result, Art 42 CSAM rather opts for a more comprehensive and holistic approach, which
1811 consists in requesting all TSOs, using ENTSO-E resources, to make an inquiry towards TSOs and
1812 RSCs, every three years, aiming at collecting their diagnosis about the efficiency of the coordination
1813 rules applied. This inquiry shall facilitate the establishment of conclusions regarding data quality,
1814 efficiency of processes, availability of remedial actions to solve problems in a coordinated way,
1815 existing barriers to coordination.

1816 When designing this inquiry, TSOs will have the flexibility to proceed through a qualitative
1817 approach versus some quantitative indicators or a mix of both, and will take into account all the
1818 information provided by the annual report established in accordance with SO GL Art 17.

1819

1820

ANNEX I: Cross-reference between SO GL requirements and CSA/RAOC methodologies

1821
1822
1823 As regards the five items required to be addressed in Art 75(1), CSAM provides the following articles:
1824

- 1825 75(1)(a): Articles 3, 4, 5, 6
1826 75(1)(b): Articles 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 43
1827 75(1)(c): Articles 22, 23, 24, 25, 37, 38, 39
1828 75(1)(d): Articles 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36
1829 75(1)(e): Articles 40, 41, 42
1830

1831 In addition, CSAM provides requirements for coordination of remedial actions which need to be coordinated
1832 by TSOs, with the support of RSCs where applicable, in Articles 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, including
1833 aspects to be specified by TSOs in their proposals provided in accordance with SO GL Article 76.
1834

1835 There follows an exhaustive list of references to Art 75 and 84 in SO GL and how they are addressed directly
1836 or indirectly in CSAM and RAOCM.
1837

1838 References to Article 75
1839

Article / text	CSA Methodology
23(2).When preparing and activating a remedial action, including redispatching or countertrading pursuant to Articles 25 and 35 of Regulation (EU) 2015/1222, or a procedure of a TSO's system defence plan which affects other TSOs, the relevant TSO shall assess, in coordination with the TSOs concerned, the impact of such remedial action or measure within and outside of its control area, in accordance with Article 75(1), Article 76(1)(b) and Article 78(1), (2) and (4) and shall provide the TSOs concerned with the information about this impact.	CSAM provides requirements for Article 76 methodologies to identify 'cross-border relevant remedial actions', i.e. those requiring coordination, and provides a quantitative influence factor and the associated threshold to be used by default.
33(1) The contingency list shall include both ordinary contingencies and exceptional contingencies identified by application of the methodology developed pursuant to Article 75.	CSAM provides steps for identification of exceptional contingencies associated to a high probability (existence of an occurrence increasing factor) and/or to a high impact (to be defined at TSO level or at inter-TSO level when impact is cross-border).
33(4) Each TSO shall coordinate its contingency analysis in terms of coherent contingency lists at least with the TSOs from its observability area, in accordance with the Article 75.	CSAM provides requirements for TSO to share their contingency list with TSOs whose observability area contains elements of this contingency list. CSAM provides requirement for TSO to include in their contingency list: -external ordinary contingencies -external exceptional contingencies that may endanger their grid.
43(1) Each TSO shall determine the observability area of the transmission-connected distribution systems which is needed for the TSO to determine the system state accurately and efficiently, based on the methodology developed in accordance with Article 75.	CSAM provides steps for identification of observability area both in horizontal (TSO-TSO) and vertical direction (TSO-DSO) direction.
43(2) If a TSO considers that a non-transmission-connected distribution system has a significant influence in terms of voltage, power flows or other electrical parameters for the representation of the transmission system's behaviour, such distribution system shall be defined by the TSO as being part of the observability area in accordance with Article 75.	CSAM provides steps for identification of observability area both in horizontal (TSO-TSO) and vertical direction (TSO-DSO), including the case of non-transmission-connected distribution system.
70(5) Each TSO shall assess the accuracy of the variables in paragraph 3 by comparing the variables with their actual	In the short term, the principle as regards Article 75(1)(c) being to use best forecast estimates in the IGM/CGM, the application of Art 70(5) by any TSO is to compare actual

values, taking into account the principles determined pursuant to Article 75(1)(c).	versus forecasted values and analyse the impact of the differences
72(2) When performing a coordinated operational security analysis, the TSO shall apply the methodology adopted pursuant to Article 75.	CSAM provides requirements concerning: -definition of contingency list -preparation of IGMs and coordinated execution of tasks by TSOs and RSCs -identification of cross-border or cross-regional relevance of remedial actions
75(1) (a) methods for assessing the influence of transmission system elements and SGUs located outside of a TSO's control area in order to identify those elements included in the TSO's observability area and the contingency influence thresholds above which contingencies of those elements constitute external contingencies;	Mathematical method for assessing the influence of transmission system elements and SGUs located outside of a TSO's control area is provided in the Annex I of CSAM and RAOCM
(b) principles for common risk assessment, covering at least, for the contingencies referred to in Article 33: (i) associated probability; (ii) transitory admissible overloads; and (iii) impact of contingencies;	CSAM provides requirements concerning: 1. Occurrence increasing factors 2. Evolving contingencies affecting one or several TSOs 3. High impact contingencies affecting one or several TSOs CSAM also provides definitions for remedial actions depending on their activation time (preventive, curative, restoring) and requirements for the exchange of information required to establish external contingency lists and for the identification of remedial actions requiring coordination.
(c) principles for assessing and dealing with uncertainties of generation and load, taking into account a reliability margin in line with Article 22 of Regulation (EU) 2015/1222;	CSAM provides requirements needed at pan-European level to address effects of uncertainties in the long-term and short-term timelines. In the short term, CSAM relies on proven classical approach based on best forecasts and frequency of forecast updates to be determined by TSOs at regional level. This method acknowledges the fact that reliability margins are already taken into account during capacity calculations and thus avoids adding additional not justified margins. See also cross table on Art 75(6).
(d) requirements on coordination and information exchange between regional security coordinators in relation to the tasks listed in Article 77(3);	Articles 26 to 36 provide general requirements aimed at coordination and information exchanges and specific requirements for each task provided by RSCs
(e) role of ENTSO for Electricity in the governance of common tools, data quality rules improvement, monitoring of the methodology for coordinated operational security analysis and of the common provisions for regional operational security coordination in each capacity calculation region.	Articles 40 to 41 provide requirements defining how common tools can be identified and governance rules defined by concerned TSOs, and the process to be applied by ENTSOE to monitor the implementation of the CSA methodology and of provisions defined according to Art 76 at regional level.
75 1-2 The methods referred to in point (a) of paragraph 1 shall allow the identification of all elements of a TSO's observability area, being grid elements of other TSOs or transmission-connected DSOs, power generating modules or demand facilities. Those methods shall take into account the following transmission system elements and SGUs' characteristics: (a) connectivity status or electrical values (such as voltages, power flows, rotor angle) which significantly influence the accuracy of the results of the state estimation for the TSO's control area, above common thresholds; (b) connectivity status or electrical values (such as voltages, power flows, rotor angle) which significantly influence the accuracy of the results of the TSO's operational security analysis, above common thresholds; and (c) requirement to ensure an adequate representation of the connected elements in the TSO's observability area. 3. The values referred to in points (a) and (b) of paragraph 2 shall be determined through situations representative of the various conditions which can be expected, characterised by	Mathematical method for assessing the influence of grid elements located outside of a TSO's control area is provided in Annex I of the CSAM.. Furthermore, CSAM provides steps (process) with qualitative/quantitative aspects for identification of observability area both in horizontal (TSO-TSO) and vertical direction (TSO-DSO). In order to tackle different conditions which can be expected CSAM requires TSOs to assess the influence of the elements on different scenarios using CGMSs required by Art. 67 of SO GL. CSAM also requires TSOs to reassess their observability area periodically using qualitative or quantitative approach. TSOs may use dynamic studies (e.g. rotor angle evaluation, but not limited to it) in determination of observability area. Note that for definition of observability area only computation of influence factors of grid elements are necessary. RAOCM provides mathematical method for computation of influence factors of SGUs.

<p>variables such as generation level and pattern, level of electricity exchanges across the borders and asset outages.</p>	
<p>75.4. The methods referred to in point (a) of paragraph 1 shall allow the identification of all elements of a TSO's external contingency list with the following characteristics: (a) each element has an influence factor on electrical values, such as voltages, power flows, rotor angle, in the TSO's control area greater than common contingency influence thresholds, meaning that the outage of this element can significantly influence the results of the TSO's contingency analysis; (b) the choice of the contingency influence thresholds shall minimize the risk that the occurrence of a contingency identified in another TSO's control area and not in the TSO's external contingency list could lead to a TSO's system behaviour deemed not acceptable for any element of its internal contingency list, such as an emergency state; (c) the assessment of such a risk shall be based on situations representative of the various conditions which can be expected, characterised by variables such as generation level and pattern, exchange levels, asset outages.</p>	<p>Mathematical method for assessing the influence of grid elements located outside of a TSO's control area is provided in Annex I of the CSAM. Furthermore, CSAM provides steps (process) with qualitative/quantitative aspects for identification of contingency list.</p>
<p>75.5. The principles for common risk assessment referred to in point (b) of paragraph 1 shall set out criteria for the assessment of interconnected system security. Those criteria shall be established with reference to a harmonised level of maximum accepted risk between the different TSO's security analysis. Those principles shall refer to: (a) the consistency in the definition of exceptional contingencies; (b) the evaluation of the probability and impact of exceptional contingencies; and (c) the consideration of exceptional contingencies in a TSO's contingency list when their probability exceeds a common threshold.</p>	<p>CSAM provides requirements concerning</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Common definition of types of exceptional contingencies 2. Common definition of occurrence increasing factors 3. The inclusion of an exceptional contingency in the contingency list as soon as one occurrence increasing factor is higher than the associated application criteria.
<p>75.6. The principles for assessing and dealing with uncertainties referred to in point (c) of paragraph 1 shall provide for keeping the impact of the uncertainties regarding generation or demand below an acceptable and harmonised maximum level for each TSO's operational security analysis. Those principles shall set out: (a) harmonised conditions where one TSO shall update its operational security analysis. The conditions shall take into account relevant aspects such as the time horizon of the generation and demand forecasts, the level of change of forecasted values within the TSO's control area or within the control area of other TSOs, location of generation and demand, the previous results of its operational security analysis; and (b) minimum frequency of generation and demand forecast updates, depending on their variability and the installed capacity of non-dispatchable generation.</p>	<p>In long term, CSAM basis for uncertainties management is the possibility for TSOs to add local scenarios to the common scenarios defined pursuant to SO GL Art 65. In the short-term, CSAM Art 24 requires TSOs to identify the frequency of intraday security analyses required by their local conditions, which cover the aspects required by Art 75(6). This is complemented by the fact that TSOs at regional level have to define needed frequency of regional security assessments by RSCs, according to Art 76. CSAM Art 37-38 defines the frequency of load and RES forecast updates, depending of the level of their impact on the control area.</p>
<p>76(1) ...The proposal shall respect the methodologies for coordinating operational security analysis developed in accordance with Article 75(1)</p>	<p>The CSAM provides the common requirements to be applied at pan-European level which are deemed necessary to ensure the global security of the interconnected system while leaving flexibility to design appropriately the TSOs proposal for regional delivery of the four tasks required by SO GL requested by Art 76-77</p>
<p>78(1)(a) Each TSO shall provide the regional security coordinator with all the information and data required to perform the coordinated regional operational security assessment, including at least: (a) the updated contingency list, established according to the criteria defined in the methodology for coordinating operational security analysis adopted in accordance with Article 75(1);</p>	<p>CSAM Article 11 defines how a TSO shall inform other TSOs and relevant RSCs of any change in its exceptional contingency list.</p>

1840
1841
1842

References to Article 84

<p>84 2.The methodology referred to in paragraph 1 shall be based on qualitative and quantitative aspects that identify the impact on a TSO's control area of the availability status of either power generating modules, demand facilities, or grid elements which are located in a transmission system or in a distribution system including a closed distribution system, and which are connected directly or indirectly to another TSO's control area and in particular on: (a) quantitative aspects based on the evaluation of changes of electrical values such as voltages, power flows, rotor angle on at least one grid element of a TSO's control area, due to the change of availability status of a potential relevant asset located in another control area. That evaluation shall take place on the basis of year-ahead common grid models; (b) thresholds on the sensitivity of the electrical values referred to in point (a), against which to assess the relevance of an asset. Those thresholds shall be harmonised at least per synchronous area; (c) capacity of potential relevant power generating modules or demand facilities to qualify as SGUs; (d) qualitative aspects such as, but not limited to, the size and proximity to the borders of a control area of potential relevant power generating modules, demand facilities or grid elements; (e) systematic relevance of all grid elements located in a transmission system or in a distribution system which connect different control areas; and (f) systematic relevance of all critical network elements. 3.The methodology developed pursuant to paragraph 1 shall be consistent with the methods for assessing the influence of transmission system elements and SGUs located outside of a TSO's control area established in accordance with Article 75(1)(a).</p>	<p>RAOCM provides steps for identification of Relevant Assets.</p> <p>Mathematical method for assessing the influence of transmission system elements and SGUs located outside of a TSO's control area is provided in Annex I of the RAOCM. Furthermore, RAOCM provides steps (process) with qualitative/quantitative aspects for identification of elements, which a TSO considers relevant for outage coordination.</p> <p>Furthermore, RAOCM provides process for TSOs of each CCR how to determine Relevant Assets list and defines requirements concerning updates of Relevant Assets List.</p> <p>TSOs may use dynamic studies (e.g. rotor angle evaluation, but not limited to it) in determination of relevant assets.</p>
<p>85.1 By 3 months after the approval of the methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in Article 84(1), all TSOs of each outage coordination region shall jointly assess the relevance of power generating modules and demand facilities for outage coordination on the basis of this methodology, and establish a single list, for each outage coordination region, of relevant power generating modules and relevant demand facilities</p>	<p>RAOCM provides process for TSOs of each CCR how to determine Relevant Assets list. Furthermore, RAOCM also provides requirements concerning updates of Relevant Assets List.</p>
<p>86.1 Before 1 July of each calendar year, all TSOs of each outage coordination region shall jointly re-assess the relevance of power generating modules and demand facilities for outage coordination on the basis of the methodology developed in accordance with Article 84(1).</p> <p>2. Where necessary, all TSOs of each outage coordination region shall jointly decide to update the list of relevant power generating modules and relevant demand facilities of that outage coordination region before 1 August of each calendar year.</p>	<p>RAOCM provides process for TSOs of each CCR how to determine Relevant Assets list. Furthermore, RAOCM also provides requirements concerning updates of Relevant Assets List.</p>
<p>87 1. By 3 months after the approval of the methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in Article 84(1), all TSOs of each outage coordination region shall jointly assess, on the basis of this methodology, the relevance for the outage coordination of grid elements located in a transmission system or in a distribution system including a closed distribution system and shall establish a single list, per outage coordination region, of relevant grid elements. 2. The list of relevant grid elements of an outage</p>	<p>RAOCM provides process for TSOs of each CCR how to determine Relevant Assets list. Furthermore, RAOCM also provides requirements concerning updates of Relevant Assets List.</p>

<p>coordination region shall contain all grid elements of a transmission system or a distribution system, including a closed distribution system located in that outage coordination region, which are identified as relevant by application of the methodology established pursuant to Article 84(1).</p>	
<p>88.1 Before 1 July of each calendar year, all TSOs of each outage coordination region shall jointly re-assess, on the basis of the methodology established pursuant to Article 84(1), the relevance for the outage coordination of grid elements located in a transmission system or a distribution system including a closed distribution system.</p> <p>2. Where necessary, all TSOs of an outage coordination region shall jointly decide to update the list of relevant grid elements of that outage coordination region before 1 August of each calendar year.</p>	<p>RAOCM provides process for TSOs of each CCR how to determine Relevant Assets list. Furthermore, CSAM also provides requirements concerning updates of Relevant Assets List.</p>

1843
1844

1845 ANNEX II: Effect of generation pattern/level of flows on the calculation 1846 of influence factors

1847

1848 This ANNEX provides an explanation why the generation pattern and level of flows in the respective
1849 scenarios have a negligible effect on the influence factors calculated in accordance with CSAM and
1850 RAOCM. For that, a method based on DC load flow computation is shown that can be used to
1851 compute such influence factors.

1852

1853 The first step of computing influence factors with the aforementioned method is calculation of so-
1854 called *Injection Shift Factors (ISFs)*. These enable the calculation of the corresponding *Power*
1855 *Transfer Distribution Factors (PTDFs)* which again enable the calculation of *Line Outage*
1856 *Distribution Factors (LODFs)*. These LODFs show how the flow on one line distributes among
1857 other lines in case of an outage of the line. They are identical to the corresponding influence factors
1858 calculated in accordance with CSAM and RAOCM.

1859

1860 ISFs, PTDFs and LODFs are commonly used in tasks linked to power flow computation. More
1861 information can be found in the technical and scientific literature.

1862

1863 Computation method

1864

1865 For an arbitrary grid with N_n nodes and N_b branches, the incidence matrix and the diagonal branch
1866 susceptance matrix are built. The incidence matrix \mathbf{A} is a $N_b \times N_n$ matrix. If a branch b starts in
1867 node n , the formula $\mathbf{A}(b, n) = 1$ applies. If branch b ends in node n , the formula $\mathbf{A}(b, n) = -1$
1868 applies. The formula $\mathbf{A}(b, n) = 0$ applies in all other cases. The diagonal branch susceptance matrix
1869 is a $N_b \times N_b$ diagonal matrix. The formula $\mathbf{B}(b, b) = \frac{1}{x_b}$ is applied here. For simplification, a
1870 $N_b \times N_n$ matrix $\tilde{\mathbf{B}} = \mathbf{B} \cdot \mathbf{A}$ is defined. Using these matrices, the $N_n \times N_n$ susceptance matrix $\tilde{\mathbf{B}}$ of
1871 the grid is determined according to (F.1).

$$\tilde{\mathbf{B}} = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B} \cdot \mathbf{A} = \mathbf{A}^T \cdot \tilde{\mathbf{B}} \quad (\text{F.1})$$

1872 This matrix is needed to determine the $N_b \times N_n$ ISF matrix using 2). The ISF matrix is only valid
1873 for an arbitrary fixed slack node and an arbitrary reference node. The values of the ISF matrix depend
1874 on the chosen slack node while the chosen reference node has no effect on the matrix.

$$\mathbf{ISF} \cdot \mathbf{T}_{-slack} = \tilde{\mathbf{B}} \cdot \mathbf{T}_{-ref} \cdot (\mathbf{T}_{-slack}^T \cdot \tilde{\mathbf{B}} \cdot \mathbf{T}_{-ref})^{-1} \quad (\text{F.2})$$

1875 The matrices \mathbf{T}_{-slack} and \mathbf{T}_{-ref} are transformation matrices that remove the column of the slack
1876 node and the reference node respectively. They are equal to identity matrices with the respective
1877 columns removed. When transposed, they remove the corresponding rows using a left
1878 multiplication.

1879 When injecting power in node n and extracting it from the slack node, the matrix element $\mathbf{ISF}(b, n)$
1880 shows the fraction of the injected power by which the load flow on branch b changes. In the ISF
1881 matrix, the column of the slack node, which cannot be determined using formula 2), is filled with
1882 zeros. This is obvious as injecting power in the slack node and extracting the same power from it
1883 has no effect on any branches of the grid. Given that information, the whole ISF matrix is known.

1884 The ISF matrix depends only on the topology of the grid and is independent of the production
 1885 pattern. However, although this is not needed for influence factor computation, the ISF matrix could
 1886 be used to compute the load flows resulting from a particular production pattern by multiplying the
 1887 ISF matrix with the corresponding matrix of all injections and withdrawals.

1888 To continue the computation of influence factors, using the previously calculated ISF matrix and
 1889 formula (F.3), the $N_b \times N_b$ PTDF matrix of the grid can be calculated.

$$PTDF = ISF \cdot A^T \quad (F.3)$$

1890 This multiplication is shown in (F.4) for one matrix element.

$$PTDF(t, r) = ISF(t, n_{r,s}) - ISF(t, n_{r,e}) \quad (F.4)$$

1891 In that formula, t and r can be any branches of the grid. The indices $n_{r,s}$ and $n_{r,e}$ are the nodes in
 1892 which branch r starts and ends respectively. In (F.3) they result from the incidence matrix. Looking
 1893 at (F.4), the meaning of a matrix element $PTDF(t, r)$ becomes obvious. When injecting power in
 1894 the start node of branch r and extracting it in the end node of branch r , the matrix element
 1895 $PTDF(t, r)$ shows the fraction of the injected power by which the load flow on branch t changes.
 1896 As two ISFs are subtracted, the influence of the slack node is removed. The PTDF matrix is thus
 1897 independent of the slack node chosen in the previous step.

1898 To finalize the computation of influence factors, the LODFs need to be calculated. This is done by
 1899 using the previously determined PTDF matrix and (F.5).

$$LODF(t, r) = \frac{PTDF(t, r)}{1 - PTDF(r, r)}, \quad t \neq r \quad (F.5)$$

1900 The LODFs show how the flow on a branch distributes among other branches in case of tripping.
 1901 For tripping of a branch r , the matrix element $LODF(t, r)$ shows the change of flow on branch t
 1902 as a fraction of the flow on branch r before tripping. The values of the diagonal elements of the LODF
 1903 matrix cannot be calculated using (F.5). These values are obviously -1, as the flow on an element
 1904 changes to zero when tripping.

$$LODF(r, r) = -1 \quad (F.6)$$

1905
 1906 [Link to formulae in CSAM and RAOCM](#)
 1907

1908 In the annexes of CSAM and RAOCM, the following formulae are used:

$$IF_r^{pf,id} = MAX_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^r} \cdot \frac{PATL^{s,r}}{PATL^{s,t}} \cdot 100\% \right) \quad (F.7)$$

$$IF_r^{pf,f} = MAX_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^r} \cdot 100\% \right) \quad (F.8)$$

1909 In these formulae, the respective LODF matrix elements $LODF_{s,-i}(r, r)$ can be inserted with s
 1910 depicting the scenario used and $-i$ indicating that the element i is removed from the network
 1911 provided in the scenario. This leads to:

$$IF_r^{pf,id} = MAX_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(LODF_{s,-i}(t, r) \cdot \frac{PATL^{s,r}}{PATL^{s,t}} \cdot 100\% \right) \quad (F.9)$$

and (F.10)

$$IF_r^{pf,f} = \text{MAX}_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} (\text{LODF}_{s,-i}(t, r) \cdot 100\%)$$

1912

1913 Conclusion

1914

1915 As all factors in formulae (F.9) and (F.10) are independent of generation patterns and the level of
1916 load flows, it must be concluded that the influence factors do not depend on them as well. Indeed it
1917 is shown that they only depend on the grid topologies provided in the scenarios, including the PATLs
1918 in case of $IF_r^{pf,id}$. The removal of an element i also affects the topology only.

1919 As the example shows, the influence factors are absolutely independent of generation patterns and
1920 the level of load flows when using a DC load flow based approach to compute the influence factors.

1921 It should not be concealed that generally there can be effects of the level of load flows and generation
1922 patterns when using AC load flow based approaches to compute influence factors. However, as
1923 differences in results of AC and DC based load flow computation are limited, it can easily be
1924 concluded that the effects on influence factors are small when using an approach based an AC load
1925 flow computation. This has also been verified by exhaustive computations executed in the course of
1926 developing CSAM and RAOCM.