



Systemtrennung der Synchronzone Kontinentaleuropas am 08.01.2021

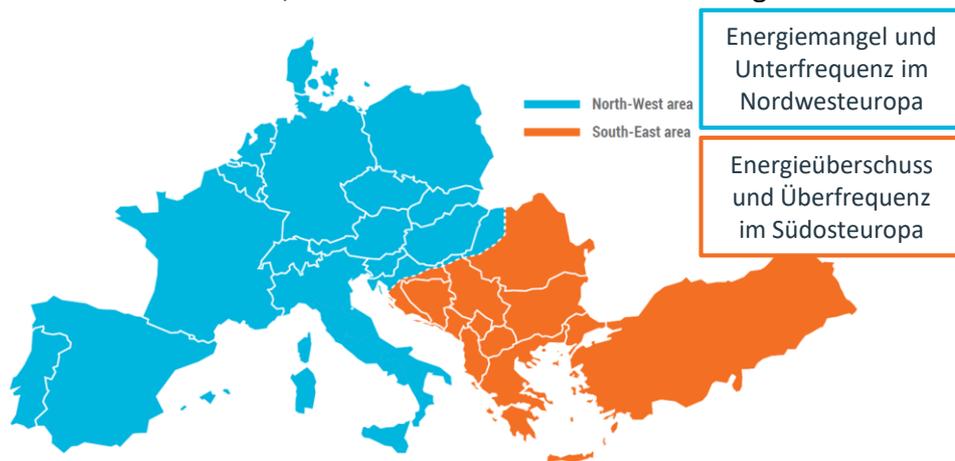
Dipl.-Ing. Dr. Tahir Kapetanovic, MBA
Abteilungsleiter Power Grid Control / Hauptschaltleitung
„Energiesysteme im Umbruch IX“, 11.10.2021

Kontinentaleuropa am 08.01.2021 – was ist passiert?!

Auslöser: Topologie in einem kroatischen Umspannwerk führt zum ersten Ausfall und „Kaskade“ von weiteren Ausfällen an Leitungen zwischen Südost und Nordwesteuropa

Folgen: Trennung Kontinentaleuropas in zwei Insel, dabei Erhalt der ununterbrochenen Kundenversorgung durch Notmaßnahmen und koordinierte Aktionen der ÜNBs

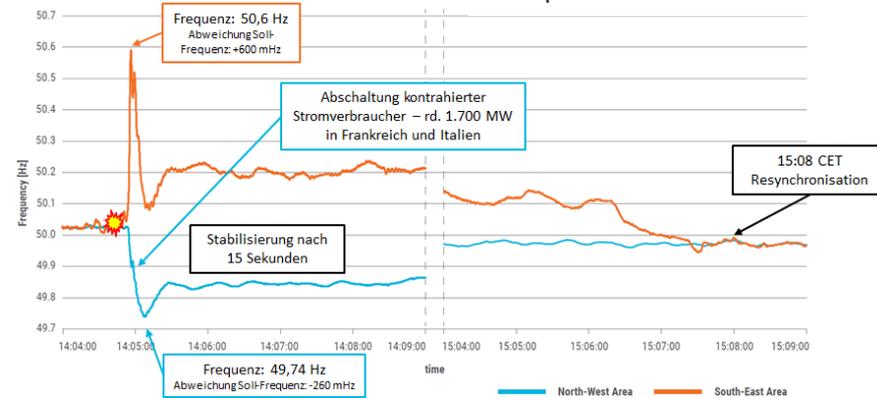
Wesentliche Erkenntnisse: Systemstabilitätserhaltung, massive Lastflüsse, Netzsicherheitsstandardseinhaltung



Reihenfolge der Ausfälle



Frequenz und Maßnahmen





- Systemzustand vor der Trennung
- Ereignisreihenfolge, Systemstabilität, Frequenz, Markt
- TSO Koordination, Maßnahmen, Resynchronisierung
- Gemeinsame Untersuchung und Berichterstattung mit Regulatoren
- Ausblick: Empfehlungen und Maßnahmen

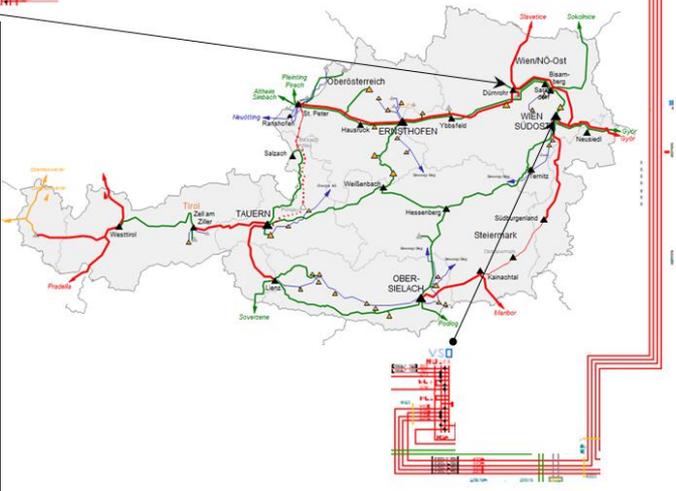
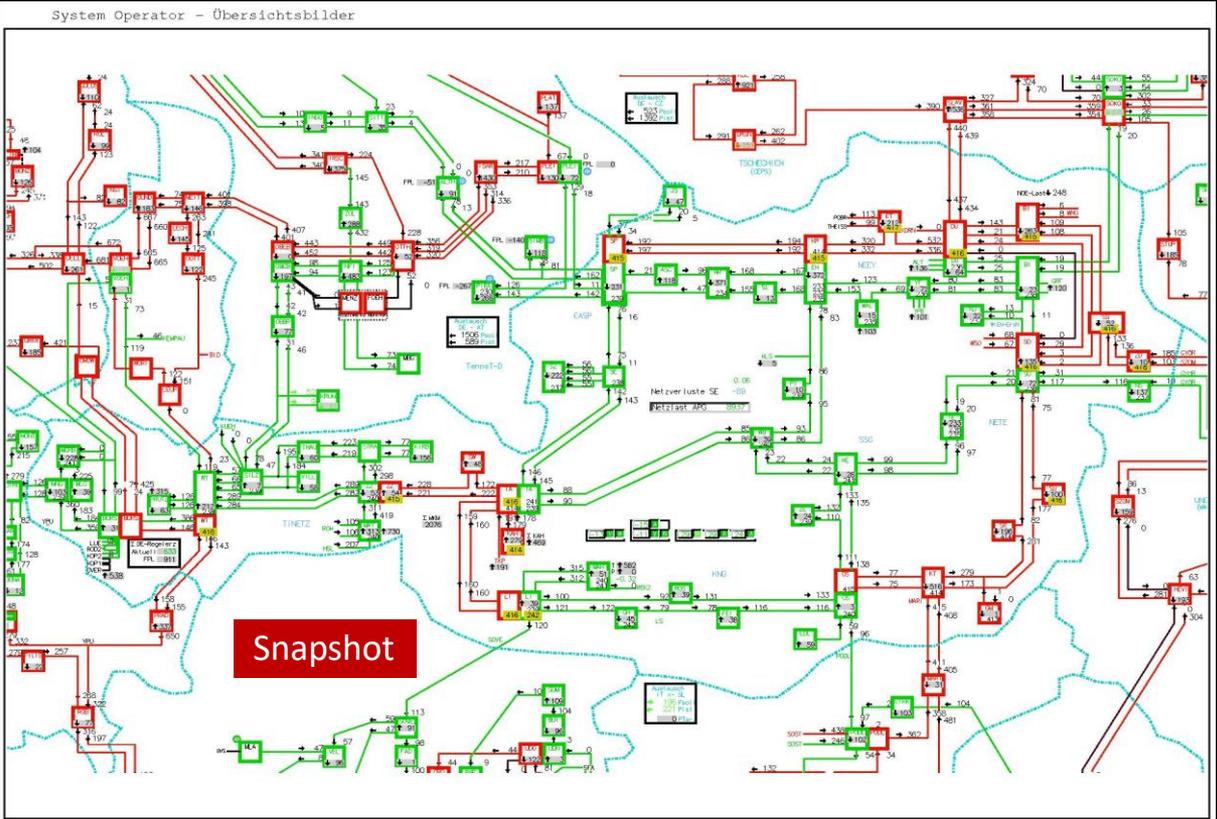


- Systemzustand vor der Trennung
- Ereignisreihenfolge, Systemstabilität, Frequenz, Markt
- TSO Koordination
- Gemeinsame Untersuchung und Berichterstattung mit Regulatoren
- Ausblick: Empfehlungen und Maßnahmen

Systemzustand vor Trennung Österreich

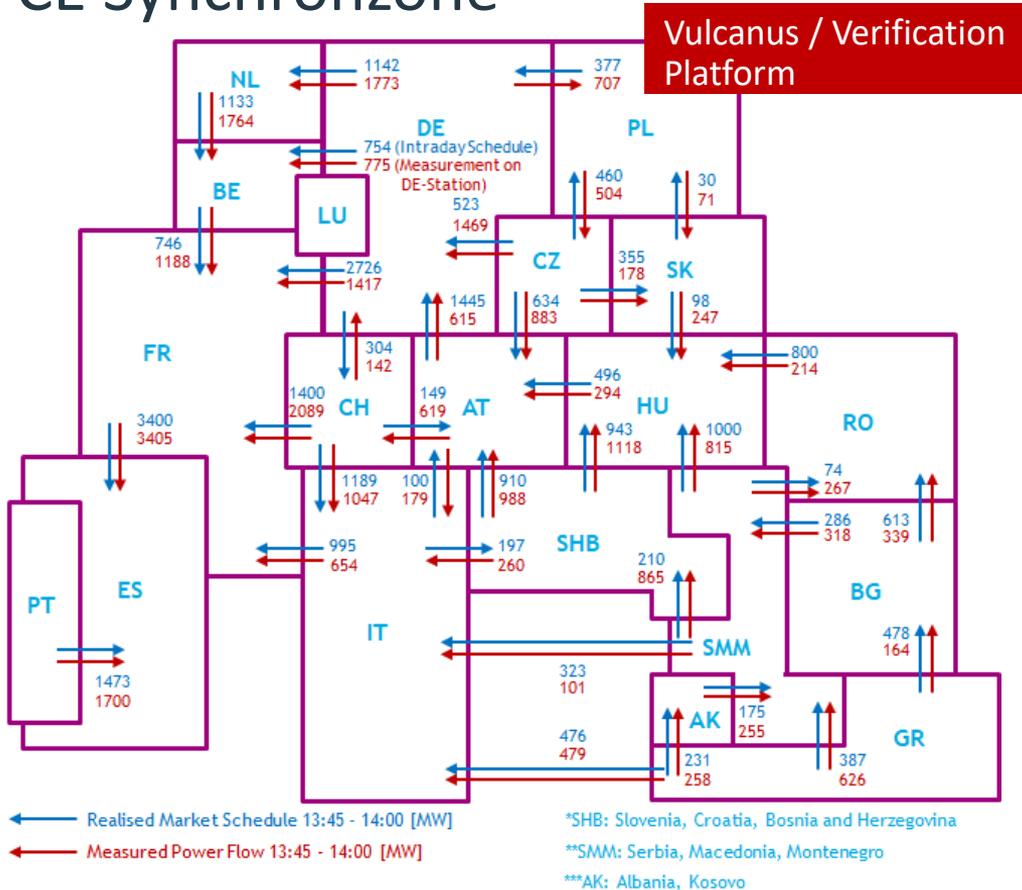
380 kV Abschaltungen

443A



- Moderater Austausch und moderate Erzeugung
- (Starker, aber nicht kritischer) Ost-West Lastfluss
- Eine 380 kV-Leitung aufgrund hoher Spannung abgeschaltet

Systemzustand vor Trennung CE Synchronzone

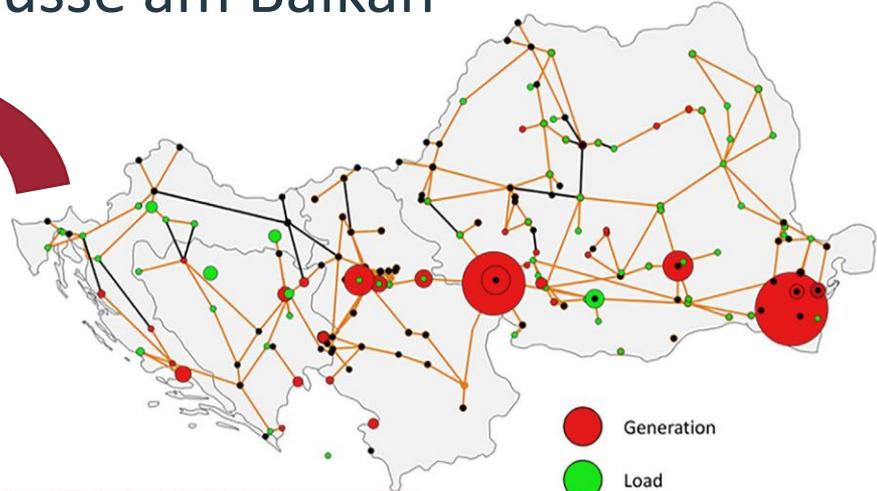


- Seit Tagen: hohe Preise im Westen, viel Wasser und Erzeugung am Balkan
- Starke Exporte Südost → Nordwest
- Kontinentaleuropäischer Lastflussmuster war bei HOPS durch Lastflüsse innerhalb des kroatischen Systems geprägt
- Besondere Situation um UW Ernestinovo ...
- Topologie und Ausgangslastsituation waren entscheidend für den weiteren Verlauf bis zur Trennung

Systemzustand vor Trennung Regionale Netztopologie und Lastflüsse am Balkan

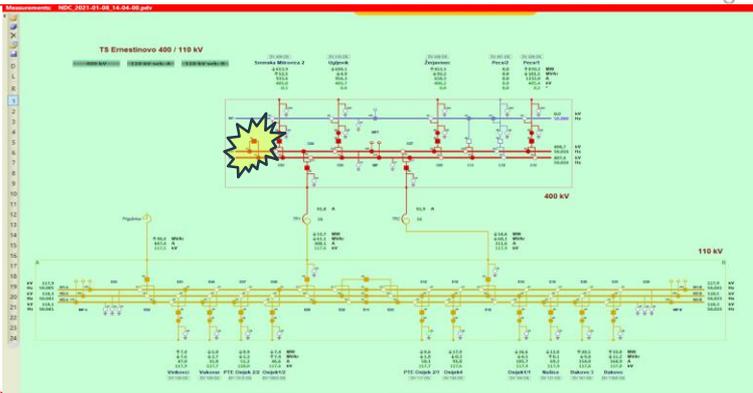
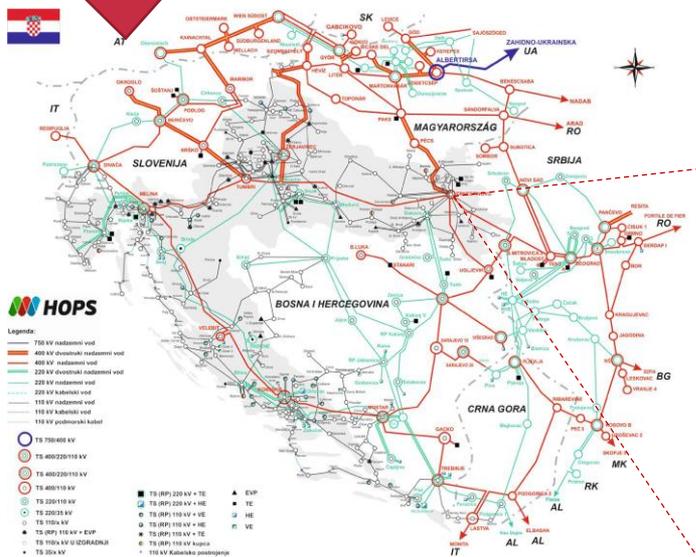


Das kroatische
Stromversorgungssystem
und Netztopologie
(HOPS = TSO)



- Generation
- Load
- Tripped Lines

- Kein quergekuppelter 2-SS-Betrieb
- Kuplung nicht in (N-1) Netzanalyse
- Überstromschutz-meldungen



Exkurs: Vergleich mit Österreich



- In allen 380/220 kV UW: quergekuppelter 2-Sammelschienenbetrieb
 - bei Kupplungsausfall keine Auswirkung bis auf dann getrennter 2 SS-Betrieb
 - bei SS Ausfall keine Trennung in Gebiete
- Wenn kein quergekuppelter 2-SS-Betrieb möglich ist
 - Kupplung aufgrund von Revision abgeschaltet (Augenmerk liegt auf getrenntem 2 SS-Betrieb)
 - Normalschaltzustand ist 1-SS-Betrieb (Wechsel auf zweite SS möglich)
 - Kupplung in die (N-1) Netzanalyse und Information / Vorabstimmung mit allen TSOs und DSOs
- Im Allgemeinen keine Überstromauslösung bei APG
- Auch wenn so ein auslösender Fall in Österreich eher unwahrscheinlich ist, gibt es zahlreiche schwierige / kritische Betriebsschaltungen
 - 1 SS-Betriebe
 - doppelsystemige Abschaltungen ohne Provisorien
 - Das alles setzt voraus eine sehr gut koordinierte Betriebsführung und exzellente **Operative Netzbetriebsplanung** die auch regional koordiniert wird

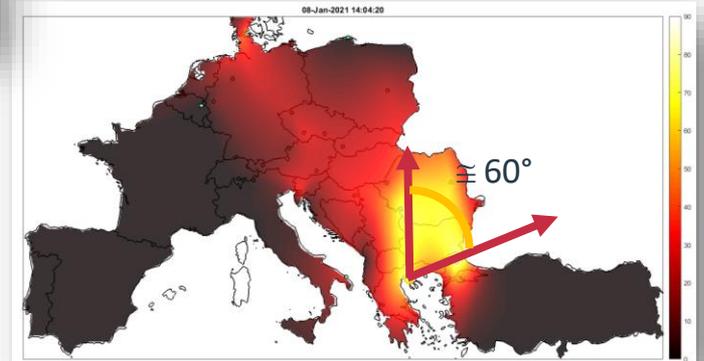
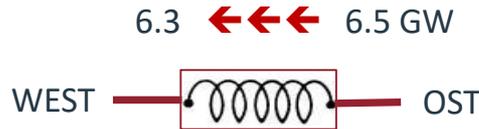


- Systemzustand vor der Trennung
- Ereignisreihenfolge, Systemstabilität, Frequenz, Markt
- TSO Koordination, Maßnahmen, Resynchronisierung
- Gemeinsame Untersuchung und Berichterstattung mit Regulatoren
- Ausblick: Empfehlungen und Maßnahmen

Systemstabilität / Phasenwinkel



- UW Ernestinovo ist eine der Schlüsselanlagen im Südosteuropa
- Bereits im „Normalzustand“ 60° Winkel, (noch!) nicht im European Awareness System darstellbar
- Kupplung war de facto Bruchstelle

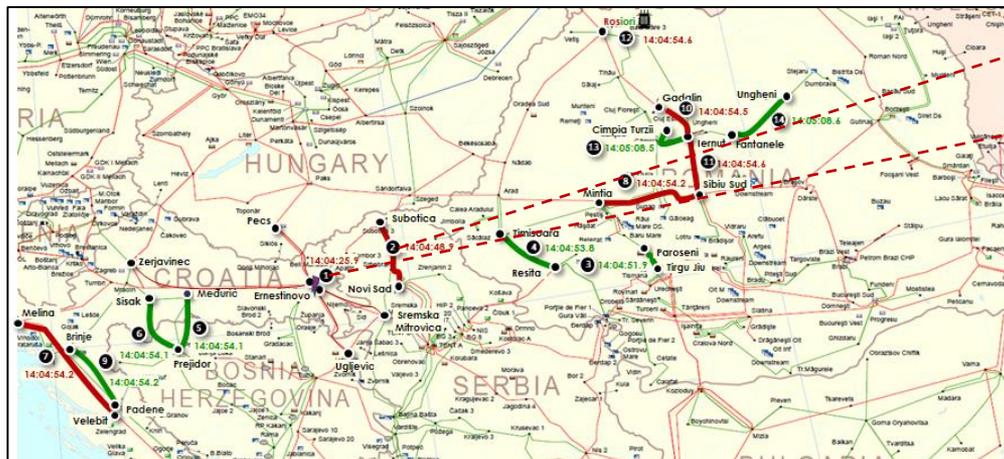
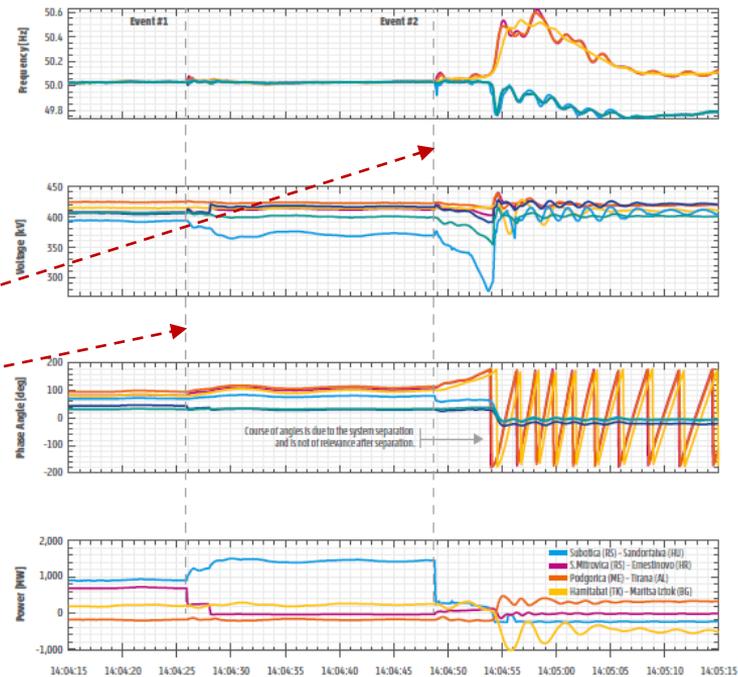


Kaskadenreihenfolge und Betriebsmittelverhalten



Nr.	TSO	delta / s	trip time	substation 1	substation 2	voltage / kV	Comments	
1	HOPS		0	14:04:25.9	Ernestinovo		400 busbar coupler overload protection	23 s
2	EMS	23	14:04:48.9	Subotica	Novi Sad		400 overload protection 20 s 2nd zone	
3	TRANS	26	14:04:51.9	Paroseni	Targu Jiu		220 dist. prot. starting zone 2.4 s	19.7 s
4a	TRANS	27.9	14:04:53.8	Reșița	Timișoara		220 dist. prot. 0.4 s	
4b	TRANS	27.9	14:04:53.8	Reșița	Timișoara		220 dist. prot. 0.4 s, breaker L1 failure	
5	NOS BIH	28.2	14:04:54.1	Prijedor	Medurić		220 dist. prot. out-of-step protection	
6	NOS BIH	28.2	14:04:54.1	Prejedor	Sisak		220 dist. prot. out-of-step protection	
7	HOPS	28.3	14:04:54.2	Melina	Velebit		400 dist. prot. zone 3	
8	TRANS	28.3	14:04:54.2	Mintia	Sibiu		400 distance prot. power swing cond.	
9	HOPS	28.5	14:04:54.4	Brinje	Padene		220 dist. prot. zone 1	
10	TRANS	28.6	14:04:54.5	Gădălin	Iernut		400 distance prot. power swing cond. zone 2 0.4 s	
11	TRANS	28.7	14:04:54.6	Sibiu Sud	Iernut		400 dist. prot. zone 3 reverse 0.6 s	
12	TRANS	28.7	14:04:54.6	Transf 400/220	Roșiori	400/220	dist. prot. power swing cond.	
13	TRANS	42.6	14:05:08.5	Iernut	Câmpia Turzii		220 dist. prot. zone 2 power swing conditions	
14	TRANS	42.7	14:05:08.6	Fântânele	Ungheni		220 dist. prot. zone 2 power swing conditions	

Frequenz, Spannung, Phasenwinkeldifferenz und Wirklast an relevanten Leitungszügen und in relevanten Umspannwerken



8 January 2021



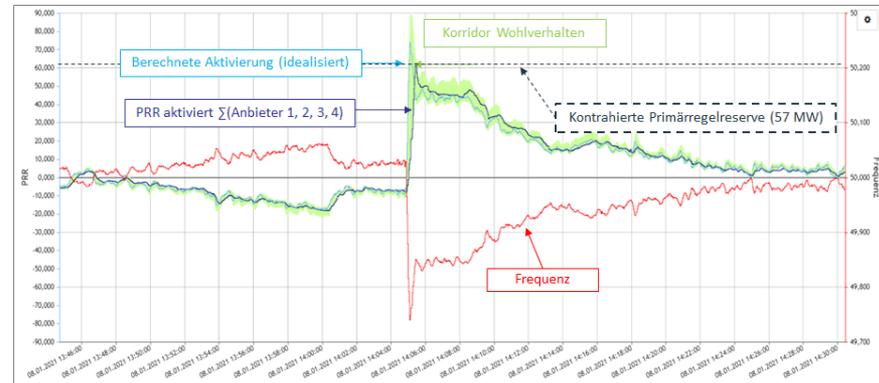
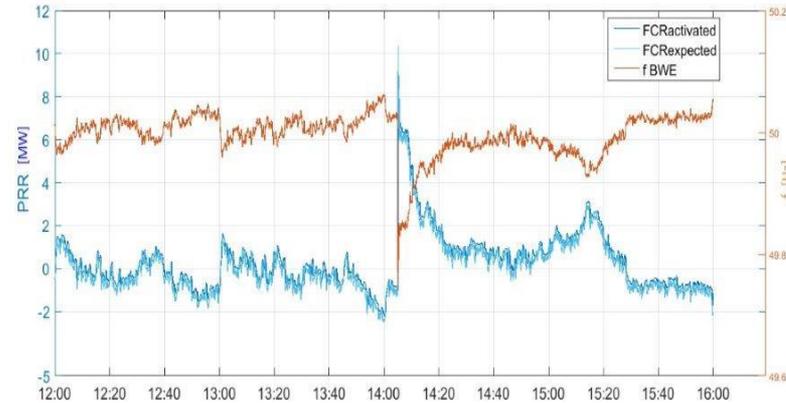


- Systemzustand vor der Trennung
- Ereignisreihenfolge, Systemstabilität, Frequenz, Markt
- **TSO Koordination, Maßnahmen, Resynchronisierung**
- Gemeinsame Untersuchung und Berichterstattung mit Regulatoren
- Ausblick: Empfehlungen und Maßnahmen

Aktivierung der Reserven / Leistungsfrequenzregelung



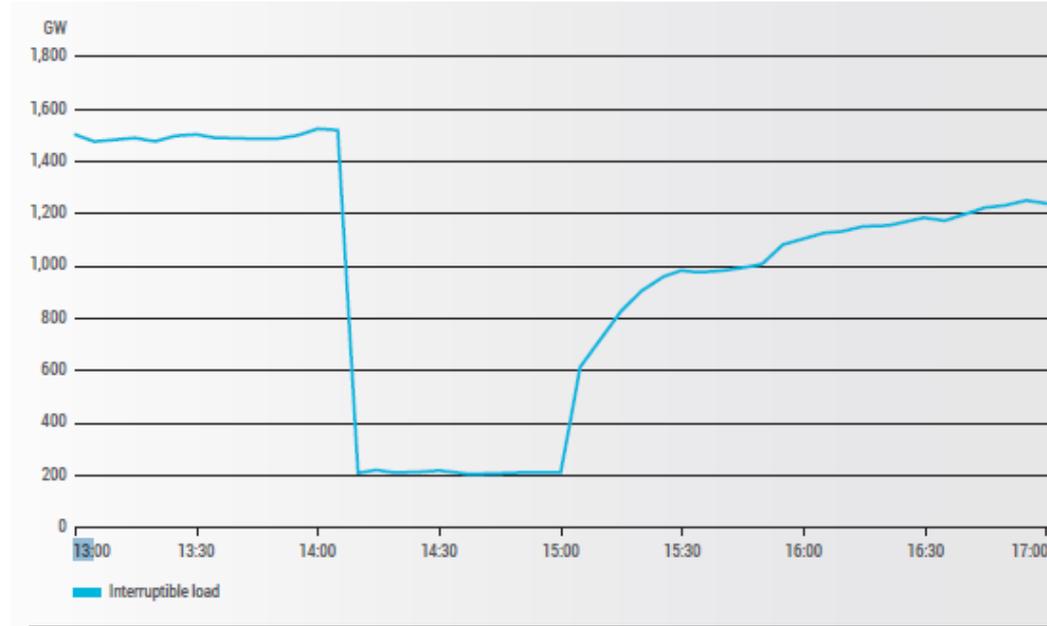
- Generatoren in Südost reduzieren und in Nordwest erhöhen die Erzeugung in Folge der großen Frequenzabweichung
- Da die Abweichung größer als 200 mHz ist, ändern bestimmte Generatoren den Betriebsmodus in reine Frequenzregelung und stabilisieren das System zusätzlich
- Automatische Leistungsfrequenzregelung (Primärregelung, "Frequency Containment Reserve") Beispiel: Österreich



Unterstützung durch kontrahierten (Industrie)Lastabwurf



- Insgesamt 1.7 GW Last automatisch abgeworfen in Frankreich und Italien
- Wiedereinschaltung dieser Last in Italien ab 14:47 und in Frankreich ab 14:48



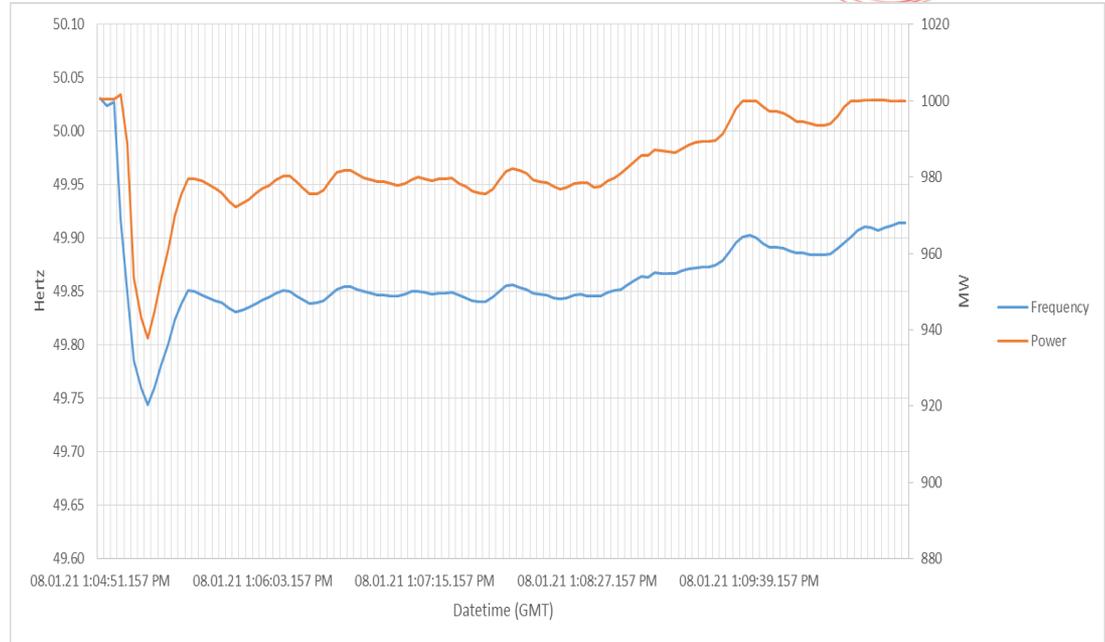
Beispiel: automatischer Lastabwurf in Frankreich

Unterstützung aus anderen Synchronzonen



Durch Frequenzunterstützung über Gleichstromkabel

- 535 MW aus Großbritannien
- 60 MW aus Skandinavien



Beispiel: Laständerung über das NEMO Kabel zwischen Belgien und Großbritannien

Weitere Maßnahmen im Nordwesten



→ Erzeugungsmaßnahmen

- RTE (Frankreich) verzögert die Abschaltung eines Atomkraftwerkes, startet 800 MW Gasturbinen + steigert Wassererzeugung auf insgesamt 3500 MW mehr
- APG aktiviert manuell weitere 564 MW ab 14:15
- Transelectrica (Rumänien) aktiviert 739 MW manuell
- CEPS (Tschechische Republik) ändert Betriebsweise weiteren Generatoren manuell
- Amprion (Deutschland) aktiviert weitere Wassererzeugung
- Elia (Belgien) verwendet schrittweise “Bids” um Systembilanz zu unterstützen

→ Wiederschaltung der abgeworfenen Industrielast in Italien und Frankreich

→ Marktmaßnahmen

- RTE und REE (Spanien) machen koordiniertes Handel in Gegenrichtung (“Countertrade”) von 1400 MW um Überlast auf Leitungen zwischen ihren beiden Regelzonen / Übertragungsnetzen zu vermeiden

Weitere Maßnahmen im Südosten



→ Erzeugungsmaßnahmen

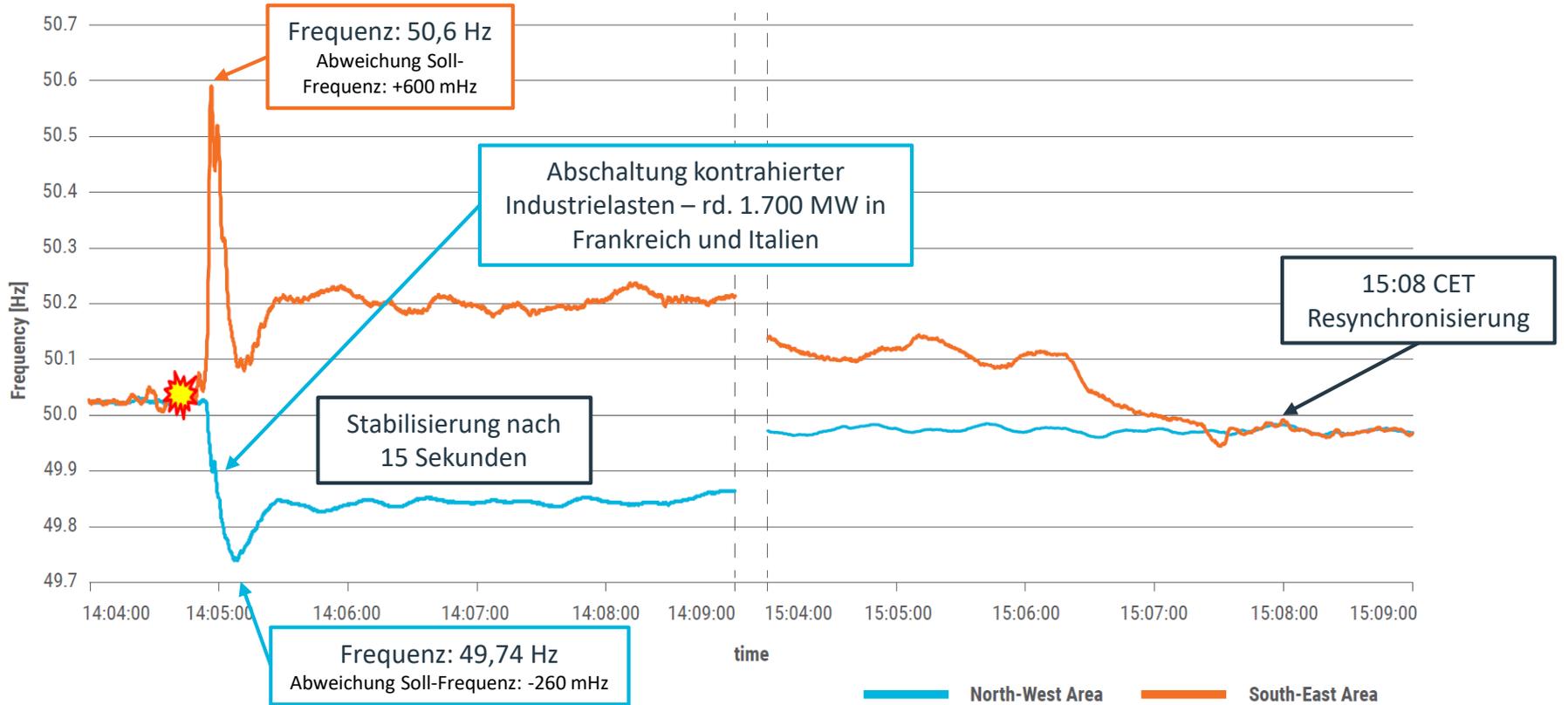
- EMS (Serbien) reduziert Wasserkraftwerzeugung an der Donau (KW Djerdap) um 475 MW
- NOSBiH (Bosnien & Herzegowina) reduziert Erzeugung um insgesamt 350 MW
- Transelectrica reduziert um 1288 MW
- IPTO (Griechenland) reduziert in Koordination mit TEIAS (TSO der Türkei)
- HOPS reduziert Erzeugung um 300 MW und bereitet Resynchronisierung

→ Übertragungsnetztopologie: 110 kV Leitungen in EMS wieder zugeschaltet

→ Lastwiederzuschaltung: Insgesamt 162.9 MW wieder zugeschaltet bei Transelectrica

→ Marktmaßnahmen: Austauschprogramm auf dem Kabel zwischen Italien und Montenegro reduziert/geändert

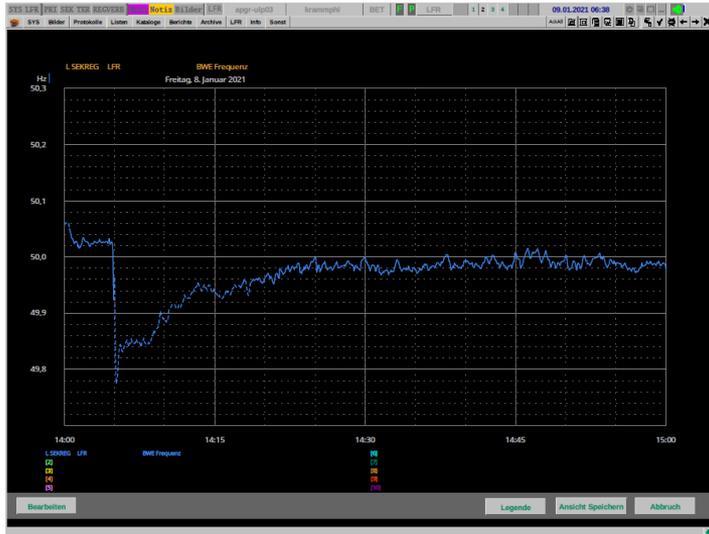
Resynchronisierung



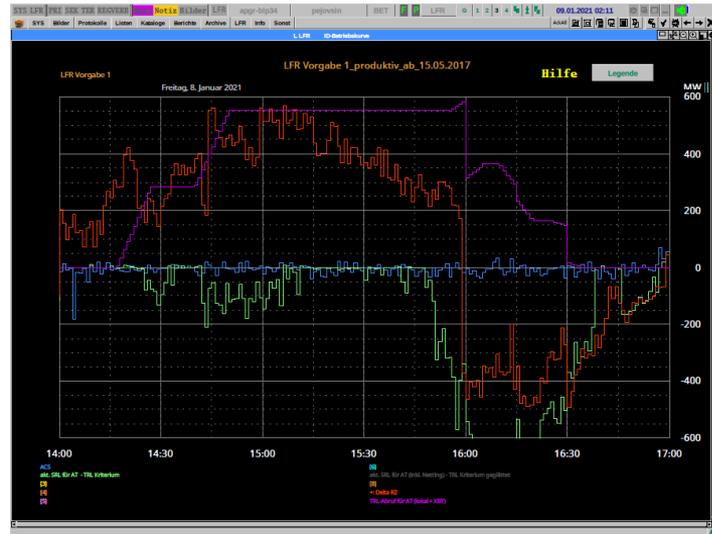
Aus der APG Werte: Frequenz und Regler I/II



Frequenzkurve im Regler zeigt permanent Frequenz und warnt visuell und akustisch
➔ Unterfrequenz gut erkennbar



Reglerkurve zeigt zum Zeitpunkt der Trennung keine gravierende Abweichung der Regelzone, danach Aktivierung der Tertiärregelung



Aus der APG Warte: Frequenz und Regler II/II



Reglerwerte und Offset im Überblick

Fahrplanvorschau Dialog

Automatischer Fahrplanimport: Fahrplanymp: Einzelzeit: Zeitlauswahl: Archivbearbeitung

FPL aktiv Prozessfahrplan Heide Morgen Manuelle Zeitauswahl: 08.01.21 00:00 Zeitraum: Wert:

Liefertag: 08.01.2021

Prozessfahrplan Tagessumme Regler inkl. Offset 3: 37323,8 MWh

von	bis	Regler	Offset3	Summe	von	bis	Regler	Offset3	Summe	von	bis	Regler	Offset3	Summe	von	bis	Regler	Offset3	Summe
00:00	00:15	2964,4	-	2964,4	00:00	00:15	2900,0	-	2900,0	12:00	12:15	665,7	-	665,7	18:00	18:15	1019,9	-	1019,9
00:15	00:30	2993,0	-	2993,0	00:15	00:30	2907,9	-	2907,9	12:15	12:30	606,0	-	606,0	18:15	18:30	1010,6	-	1010,6
00:30	00:45	2999,8	-	2999,8	00:30	00:45	2901,8	-	2901,8	12:30	12:45	628,5	-	628,5	18:30	18:45	985,2	-	985,2
00:45	01:00	2973,7	-	2973,7	00:45	01:00	2741,7	-	2741,7	12:45	13:00	688,0	-	688,0	18:45	19:00	994,8	-	994,8
01:00	01:15	2832,9	-	2832,9	01:00	01:15	1252,3	-	1252,3	13:00	13:15	698,3	-	698,3	19:00	19:15	644,1	-	644,1
01:15	01:30	2865,0	-	2865,0	01:15	01:30	1151,4	-	1151,4	13:15	13:30	726,2	-	726,2	19:15	19:30	654,6	-	654,6
01:30	01:45	2877,3	-	2877,3	01:30	01:45	1144,2	-	1144,2	13:30	13:45	790,9	-	790,9	19:30	19:45	656,6	-	656,6
01:45	02:00	2880,2	-	2880,2	01:45	02:00	1122,9	-	1122,9	13:45	14:00	842,9	-	842,9	19:45	20:00	681,9	-	681,9
02:00	02:15	3253,4	-	3253,4	02:00	02:15	739,5	-	739,5	14:00	14:15	810,8	-	810,8	20:00	20:15	612,6	-	612,6
02:15	02:30	3256,7	-	3256,7	02:15	02:30	673,4	-	673,4	14:15	14:30	824,3	-200,0	624,3	20:15	20:30	600,0	-	600,0
02:30	02:45	3257,0	-	3257,0	02:30	02:45	670,2	-	670,2	14:30	14:45	849,8	-283,0	566,8	20:30	20:45	610,2	-	610,2
02:45	03:00	3192,7	-	3192,7	02:45	03:00	690,2	-	690,2	14:45	15:00	902,7	-564,0	338,7	20:45	21:00	708,9	-	708,9
03:00	03:15	3170,4	-	3170,4	03:00	03:15	602,2	-	602,2	15:00	15:15	653,9	-564,0	89,9	21:00	21:15	1557,5	-	1557,5
03:15	03:30	3185,4	-	3185,4	03:15	03:30	631,4	-	631,4	15:15	15:30	647,4	-564,0	83,4	21:15	21:30	1537,6	-	1537,6
03:30	03:45	3167,2	-	3167,2	03:30	03:45	657,4	-	657,4	15:30	15:45	666,6	-564,0	102,6	21:30	21:45	1584,3	-	1584,3
03:45	04:00	3166,4	-	3166,4	03:45	04:00	674,2	-	674,2	15:45	16:00	741,9	-564,0	177,9	21:45	22:00	1593,0	-	1593,0
04:00	04:15	3242,8	-	3242,8	04:00	04:15	509,2	-	509,2	16:00	16:15	1106,0	-364,0	742,0	22:00	22:15	1986,0	-	1986,0
04:15	04:30	3253,4	-	3253,4	04:15	04:30	482,7	-	482,7	16:15	16:30	1079,5	-164,0	915,5	22:15	22:30	2078,4	-	2078,4
04:30	04:45	3278,8	-	3278,8	04:30	04:45	545,2	-	545,2	16:30	16:45	1191,7	-0,0	1191,7	22:30	22:45	2147,6	-	2147,6
04:45	05:00	3316,4	-	3316,4	04:45	05:00	564,7	-	564,7	16:45	17:00	1186,0	-	1186,0	22:45	23:00	2156,8	-	2156,8
05:00	05:15	3216,7	-	3216,7	05:00	05:15	433,2	-	433,2	17:00	17:15	1182,5	-	1182,5	23:00	23:15	2055,9	-	2055,9
05:15	05:30	3290,6	-	3290,6	05:15	05:30	441,9	-	441,9	17:15	17:30	1073,1	-	1073,1	23:15	23:30	2059,9	-	2059,9
05:30	05:45	3350,4	-	3350,4	05:30	05:45	466,5	-	466,5	17:30	17:45	1044,9	-	1044,9	23:30	23:45	2038,9	-	2038,9
05:45	06:00	3283,0	-	3283,0	05:45	06:00	468,0	-	468,0	17:45	18:00	1031,8	-	1031,8	23:45	24:00	1971,9	-	1971,9

Legende: + ...Import bzw. Erz.-Verringerung - ...Export bzw. Erz.-Erhöhung

Einzelfahrplandialog öffnen

Eingabe von Offset ist notwendig damit die abgerufene Tertiärregelung die Regelzone verlassen kann, ansonsten würde die Sekundärregelung die Tertiärregelung wegregeln.

Die abgerufene Tertiärregelung kann aber nicht genau mit einem Offset abgedeckt werden.

Der Reglerwert ist im Gegensatz zur Tertiärregelung ein 15min Wert. Tertiärregelung kann zu jeder Minute mit einer fixen Vorlaufzeit aktiviert werden.

Zusätzlich dazu ist die Tertiärregelung in Realität nicht sprungartig aktiviert



- Systemzustand vor der Trennung
- Ereignisreihenfolge, Systemstabilität, Frequenz, Markt
- TSO Koordination, Maßnahmen, Resynchronisierung
- **Gemeinsame Untersuchung und Berichterstattung mit Regulatoren**
- Ausblick: Empfehlungen und Maßnahmen

Störungsbewertung nach Incident Classification Scale

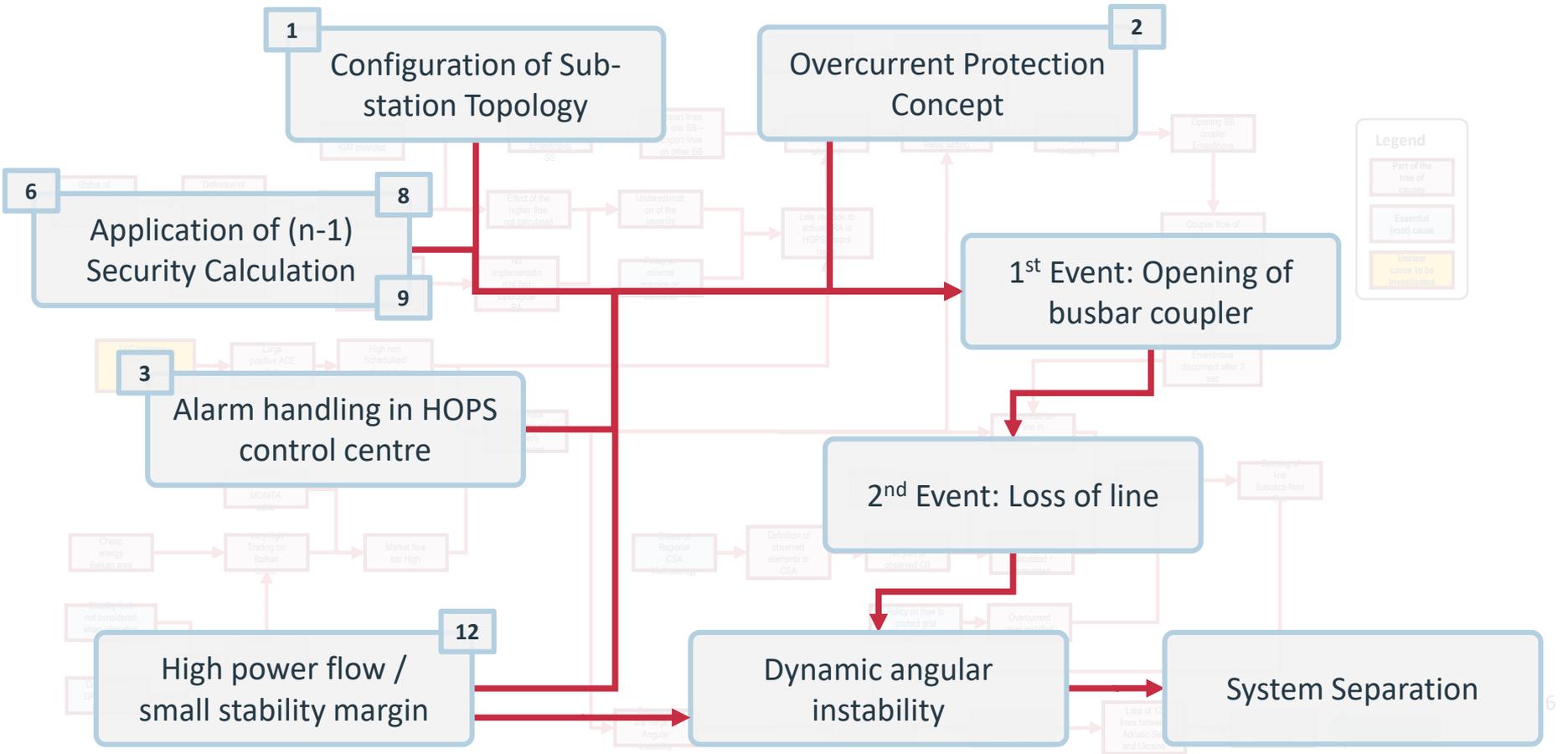
Scale 0 Noteworthy incident		Scale 1 Significant incident		Scale 2 Extensive incident		Scale 3 Major incident / 1TSO	
Priority/Short definition (Criterion short code)		Priority-Short definition (Criterion short code)		Priority-Short definition (Criterion short code)		Priority-Short definition (Criterion short code)	
#20	Incidents on load (L0)	#11	Incidents on load (L1)	#2	Incidents on load (L2)	#1	Blackout (OB3)
#21	Incidents leading to frequency degradation (F0)	#12	Incidents leading to frequency degradation (F1)	#3	Incidents leading to frequency degradation (F2)		
#22	Incidents on transmission network elements (T0)	#13	Incidents on transmission network elements (T1)	#4	Incidents on transmission network elements (T2)		
#23	Incidents on power generating facilities (G0)	#14	Incidents on power generating facilities (G1)	#5	Incidents on power generating facilities (G2)		
		#15	N-1 violation (ON1)	#6	N violation (ON2)		
#24	Separation from the grid (RS0)	#16	Separation from the grid (RS1)	#7	Separation from the grid (RS2)		
#25	Violation of standards on voltage (OV0)	#17	Violation of standards on voltage (OV1)	#8	Violation of standards on voltage (OV2)		
#26	Reduction of reserve capacity (RRC0)	#18	Reduction of reserve capacity (RRC1)	#9	Reduction of reserve capacity (RRC2)		
#27	Loss of tools and facilities (LT0)	#19	Loss of tools and facilities (LT1)	#10	Loss of tools and facilities (LT2)		

- Störungen sind eingeteilt in “scale 0” bis “scale 3”
- **8.1. Systemtrennung ist F2**
 ➔ ICS “Investigation Panel” mit TSOs und Regulatoren / ACER
- Daten/Informationsanalyse für weitere Präzisierungen

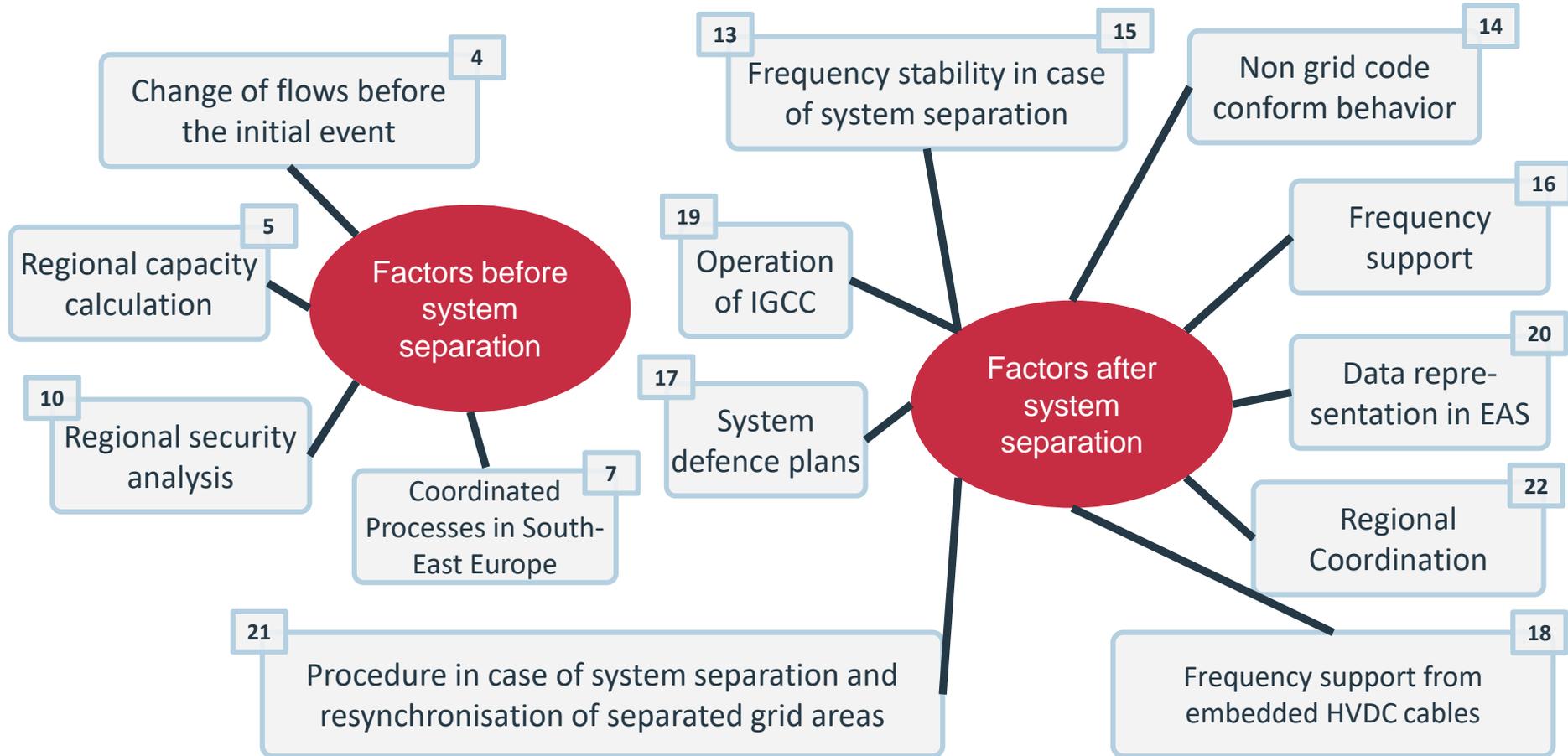
Inhalte

- Systemzustand vor der Trennung
- Ereignisreihenfolge, Systemstabilität, Frequenz, Markt
- TSO Koordination, Maßnahmen, Resynchronisierung
- Gemeinsame Untersuchung und Berichterstattung mit Regulatoren
- **Ausblick: Empfehlungen und Maßnahmen**

“Root-Cause” Analyse



(22) Empfehlungen



Trennung iberischer Halbinsel am 24.07.2021

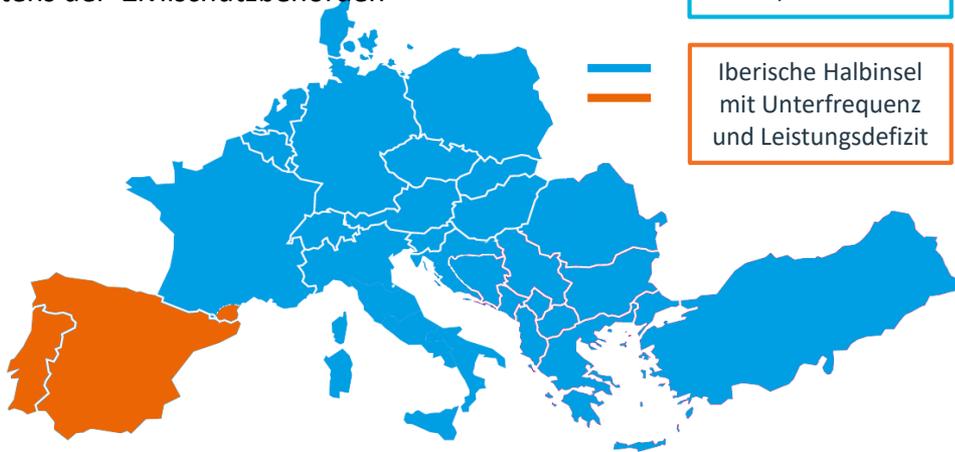
Auslöser: „Kaskade“ von Ausfällen an grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Frankreich und Spanien

Folgen: Trennung der iberischen Halbinsel (samt eines kleinen Teils des französischen Systems) von Kontinentaleuropa

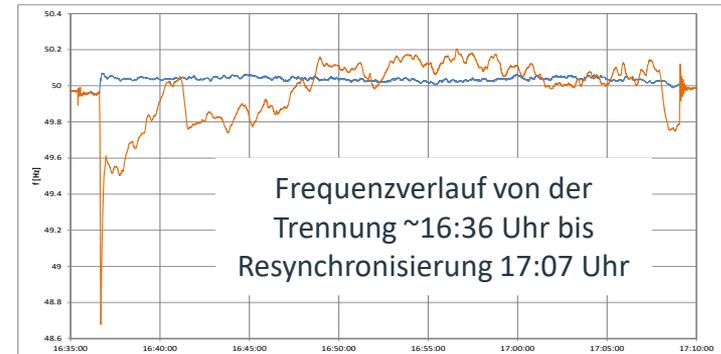
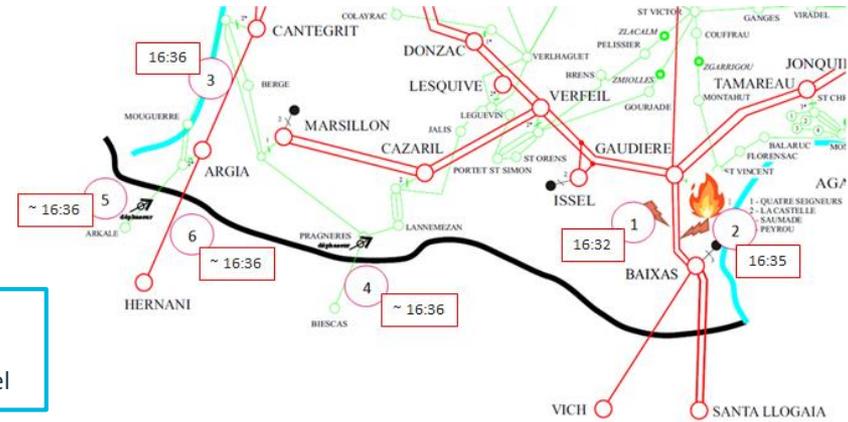
Erkenntnisse bisher: Entscheidende ÜNB/VNB Kooperation bei Notmaßnahmen, Kommunikation seitens der Zivilschutzbehörden

„Große“ kontinental-europäische Insel

Iberische Halbinsel mit Unterfrequenz und Leistungsdefizit



Reihenfolge der Leitungsausfälle



» Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021

ICS Investigation Expert Panel » Final Report » 15 July 2021
Main Report

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Endbericht mit Anhängen:

<https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/>

Videodarstellung:

<https://www.youtube.com/watch?v=-q7xY-2d6dg>

