



Transmission Code 2019

Valido dal 7.5.2020

Documento elaborato sotto la responsabilità di:

swissgrid

TC – CH 2019

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefono +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum e contatto

Editore

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Casella postale
CH-5001 Aarau
Telefono +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Il presente documento è stato elaborato in consultazione e in collaborazione con l'AES e i rappresentanti del settore.

Swissgrid lo ha approvato il 22.4.2020.

L'AES lo ha approvato il 7.5.2020.

Autori della nuova versione 2019

Nome Cognome	Azienda	Funzione
Iason Avramiotis	Swissgrid	
Heinz Berger	Axpo	
Stefan Bühler	Swissgrid	
Jacques Dutoit	Groupe E	
Christian Egger Mahler	ewz	
Mirko Feindel	Swissgrid	
Yann Gosteli	CKW	
Markus Gredig	Swissgrid	
Frank Gundelach	FFS	
Lukas Gürtler	Alpiq	
Markus Imhof	Swissgrid	
Sandro Isepponi	Repower	
Zaphod Leitner	Swissgrid	
Jürg Lienhart	ewz	
Balz Mächler	Axpo	
Boris Mankel	Axpo	
Michele Mastroianni	Swissgrid	
Vitus Müller	SAK	
Roland Notter	Axpo	
Thomas Oswald	Swissgrid	
Lukas Petrig	Alpiq	
Arian Rohs	AEW	
Thomas Ruckstuhl	Axpo	
Michael Rudolf	Swissgrid	
Guido Rüegg	ewz	
Walter Sattinger	Swissgrid	



Domenic Senn	Swissgrid
Michael Stähli	Swissgrid
Efstratios Taxeidis	BKW
Marc Vogel	Swissgrid
Marc Waldenburger	BKW
Bruno Wartmann	ewz
Christian Welti	Swissgrid
Patrick Widmer	SAK

Responsabilità commissione

È responsabilità di Swissgrid provvedere alla tenuta e all'aggiornamento del documento.

La Commissione AAE-TSO dell'AES ha seguito il processo di revisione.

Una delibera del Comitato direttivo AES ha equiparato il Transmission Code a un documento del settore del mercato dell'elettricità.

Esso ha pertanto valore di direttiva ai sensi dell'art. 27 cpv. 4 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico.

Opuscolo n. 1005/TC, edizione 2019

Copyright

© Swissgrid SA

Tutti i diritti sono riservati. L'uso commerciale dei documenti è consentito solamente previa autorizzazione da parte di Swissgrid e dietro pagamento. Eccetto che per uso proprio, è vietato riprodurre, distribuire o utilizzare il presente documento a qualsiasi altro fine diverso da quello cui è espressamente destinato. Swissgrid e AES declinano ogni responsabilità per errori nel presente documento e si riservano il diritto di modificarlo nel rispetto del previsto processo di aggiornamento.



Indice

Prefazione	7
1. Introduzione	8
1.1. Aspetti generali	8
1.2. Contenuto del Transmission Code	9
1.3. Campo di applicazione del Transmission Code	10
1.4. Definizione degli attori e dei loro ruoli	10
1.5. Elementi di rete e impianti significativi per la gestione della rete di trasmissione	13
1.5.1. Introduzione e scopo dell'area di monitoraggio	13
1.5.2. Metodo per riconoscere gli elementi di rete e gli impianti di terzi significativi	15
1.5.3. Documento di attuazione e scambio di dati	16
2. Introduzione all'esercizio della rete di trasmissione	18
2.1. Aspetti generali	18
2.1.1. Classificazione dello stato della rete	18
2.1.2. Situazioni critiche della rete	20
2.1.3. Diritto d'impartire ordini in funzione dello stato della rete	20
2.2. Conformità al criterio di sicurezza (n-1) nella rete di trasmissione	21
2.3. Pianificazione della messa fuori servizio	21
2.4. Manovre sulla RT	23
2.4.1. Coordinamento delle manovre	23
2.4.2. Manovre in caso di emergenza	23
2.5. Gestione delle congestioni	24
2.6. Requisiti imposti ai GCE, ai GRD e agli RGB relativamente al controllo della produzione e del consumo finale in caso di cambiamento dei programmi previsionali	24
2.7. Obblighi di informazione	24
2.7.1. Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli altri attori svizzeri	24
2.7.2. Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli attori esteri	25
2.8. Formazione, addestramento e certificazione	25
3. Scambio di energia e allocazione delle capacità	27
3.1. Scambio di energia per il tramite dei gruppi di bilancio	27
3.1.1. Premessa	27
3.1.2. Responsabilità	27
3.1.3. Principi relativi allo scambio di energia tra gruppi di bilancio	27
3.2. Determinazione e assegnazione di diritti di capacità per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica	28
4. Prestazioni di servizio relative al sistema	29
4.1. Aspetti generali	29
4.2. Requisiti generali per la fornitura di prestazioni di servizio relative al sistema	29
4.3. Requisiti per la fornitura di energia di regolazione primaria, secondaria e terziaria	30
4.3.1. Aspetti generali	30
4.3.2. Requisiti particolari per i fornitori di regolazione primaria	30
4.3.3. Requisiti particolari per i fornitori di regolazione secondaria	31
4.3.4. Requisiti particolari per i fornitori di regolazione terziaria	31
4.4. Mantenimento della tensione	32
4.4.1. Aspetti generali	32
4.4.2. Requisiti generali per il mantenimento della tensione	32
4.4.3. Requisiti speciali per il mantenimento attivo della tensione	32
4.4.4. Requisiti speciali per il mantenimento semi-attivo della tensione	33
4.4.5. Requisiti speciali per il mantenimento sovraobbligatorio della tensione	33
4.5. Capacità di avviamento autonomo e capacità di esercizio in isola	33



5.	Misure inerenti l'esercizio della rete di trasmissione e la gestione delle perturbazioni	35
5.1.	Aspetti generali	35
5.2.	Responsabilità in caso di perturbazione	35
5.2.1.	Aspetti generali	35
5.2.2.	Compiti della società di rete nazionale in presenza di una perturbazione	36
5.2.3.	Compiti dei gestori di impianti direttamente allacciati alla RT in presenza di una perturbazione.....	36
5.3.	Misure per il mantenimento e il ripristino dello stato normale della rete.....	36
5.3.1.	Misure in funzione della frequenza.....	37
5.3.2.	Misure in funzione della tensione	38
5.3.3.	Misure per la riduzione delle congestioni	39
5.3.4.	Misure in presenza di un guasto nei sistemi IT	40
5.3.5.	Distacchi o entrate in servizio temporanei di impianti allacciati alla RT	40
5.4.	Ripristino della rete	40
5.5.	Analisi delle perturbazioni	41
5.6.	Corsi di formazione e addestramento sulle situazioni di perturbazione	41
6.	Allacciamento alla rete di trasmissione.....	42
6.1.	Campo d'applicazione.....	42
6.2.	Aspetti generali	42
6.3.	Aspetti tecnici.....	43
6.3.1.	Delimitazione e struttura dell'allacciamento alla RT	44
6.3.2.	Requisiti tecnici per gli impianti allacciati alla RT	44
6.3.3.	Coordinamento tecnico tra i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale	45
6.3.4.	Coordinamento operativo tra i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale	46
6.3.5.	Disponibilità dell'allacciamento alla RT	46
6.3.6.	Ripercussioni sulla rete e qualità dell'approvvigionamento	46
6.3.7.	Requisiti in materia di protezione della rete	47
6.4.	Monitoraggio della conformità e prove di conformità	47
6.5.	Requisiti supplementari per le centrali elettriche	47
6.5.1.	Aspetti generali.....	47
6.5.2.	Robustezza rispetto alle oscillazioni della tensione e della frequenza	48
6.5.3.	Limiti di tensione per la messa a disposizione di potenza reattiva	51
6.5.4.	Protezione elettrica delle centrali elettriche.....	51
6.5.5.	Stabilità transitoria	51
6.5.6.	Stabilità statica	52
6.5.7.	Altri punti.....	52
6.6.	Requisiti supplementari per le reti di distribuzione	53
7.	Sviluppo della rete di trasmissione	54
8.	Disposizioni finali	55
8.1.	Sviluppo ulteriore	55
8.2.	Eccezioni e soluzioni transitorie.....	55
9.	Allegato	56
9.1.	Panoramica delle disposizioni normative.....	56
9.2.	Panoramica dei documenti del settore e contratti a valle	59



Indice delle figure

Figura 1: Classificazione del TC nella gerarchia dei documenti	8
Figura 2: Attori menzionati nel TC	11
Figura 3: Raffigurazione delle interfacce tra gestori di rete e S-GCE e S-GIC	12
Figura 4: Definizione dei sinonimi dei termini riguardanti le centrali elettriche	13
Figura 5: Diversi gruppi di elementi di rete e impianti significativi dell'area di monitoraggio	14
Figura 6: Raffigurazione dell'area di monitoraggio della società di rete nazionale	15
Figura 7: Rapporti di scambio di dati	17
Figura 8: Stato della rete, situazione della rete, misure e diritto d'impartire ordini nell'esercizio della RT	18
Figura 9: Panoramica delle misure (non esaustiva)	37
Figura 10: Tipi di centrali elettriche e classi di prestazione	48
Figura 11: Robustezza rispetto alle oscillazioni della frequenza	49
Figura 12: Robustezza rispetto alle oscillazioni della frequenza e della tensione	50
Figura 13: Fornitura invariata di potenza attiva a fronte di una caduta della frequenza di breve durata	50
Figura 14: Requisiti per la messa a disposizione di potenza reattiva da parte delle centrali elettriche nel punto di allacciamento alla rete	51
Figura 15: Curva limite in un corto circuito vicino alla centrale elettrica	52

Indice delle tabelle

Tabella 1: Valori indicativi della potenza di allacciamento in funzione del livello di tensione	44
Tabella 2: Panoramica delle disposizioni normative	56
Tabella 3: Panoramica dei documenti e dei contratti del settore a valle	59



Prefazione

Il presente documento è un documento del settore che ricade nell'ambito di responsabilità della società di rete nazionale (Swissgrid). Esso è altresì parte di una più ampia regolamentazione relativa all'approvvigionamento elettrico sul mercato liberalizzato dell'elettricità. I documenti del settore contengono linee guida e raccomandazioni riconosciute valide per l'intero settore che riguardano lo sfruttamento dei mercati dell'elettricità e l'organizzazione degli scambi energetici, allineandosi in tal modo alla disposizione che la legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e l'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) prevedono per le aziende di approvvigionamento elettrico (AAE).

I documenti del settore vengono predisposti da esperti del settore nel rispetto del principio di sussidiarietà, e sono oggetto di regolare aggiornamento e ampliamento. Le disposizioni che hanno valore di direttive ai sensi dell'OAEI sono norme di autoregolamentazione.

I documenti sono suddivisi in quattro categorie di diverso livello gerarchico.

- Documento principale: modello di mercato per l'energia elettrica (MMEE)
- Documenti chiave
- Documenti di attuazione
- Strumenti/software

Il presente documento, Transmission Code (TC), è un documento chiave. Il TC, il Distribution Code (DC) e la «Raccomandazione per l'allacciamento alla rete di impianti di produzione d'energia (AR/IPE-CH)» formano, tutti insieme, il Grid Code della Svizzera.

La rete di trasmissione (RT) serve per trasportare l'elettricità ad altissima tensione sulle lunghe distanze in ambito nazionale oltre che per collegare la rete nazionale a quelle degli altri Paesi. Essa rappresenta l'elemento di congiunzione con i gestori di impianti collegati alla RT. Per garantire l'esercizio stabile della rete e il controllo dei guasti è fondamentale che gli attori rispettino degli standard minimi uguali per tutti.

Stante il gran numero di attori presenti, occorre definire con precisione quali sono le informazioni da trasferire alle interfacce. Analogamente, occorre stabilire di comune accordo e garantire lo scambio trasparente delle informazioni necessarie per strutturare modelli di rete statici e dinamici.

L'integrazione dei mercati nazionali al mercato interno dell'Unione europea e la crescente decentralizzazione della produzione fanno sì che il coordinamento a livello sia nazionale che internazionale diventi sempre più importante.

Il TC è il documento principale che descrive la collaborazione tra i diversi attori. Con attori si intendono la società di rete nazionale, i gestori e i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT, gli attori di mercato nonché determinati gestori di impianti allacciati alla rete di distribuzione (RD). La società di rete nazionale si coordina inoltre con i gestori delle reti di trasmissione estere (GRTE) e con i Regional Security Coordinator (RSC). Il TC fornisce una definizione concreta delle disposizioni normative e identifica i temi che gli attori sono tenuti a regolamentare nell'ambito di un contratto, il tutto tenendo conto degli accordi e dei contratti già in essere.

Il comportamento dei nuovi attori (il cui numero è peraltro in costante aumento) quali p. es. i prosumer e i gestori di centrali elettriche e di accumulatori d'energia decentralizzati, ecc., riveste un'importanza sempre maggiore per la RT e la RD. I requisiti, diversi a seconda del tipo di impianto e del livello di tensione, sono definiti nei documenti chiave TC/DC e nel documento di attuazione AR/IPE-CH. È compito della società di rete nazionale e del gestore della rete di distribuzione (GRD) assicurarsi che gli attori anzidetti rispettino gli standard e i requisiti rilevanti ai fini della loro attività.

Nell'ambito dell'allacciamento alla rete e della gestione della rete, la società di rete nazionale e i GRD verificano e si assicurano che gli impianti allacciati alle loro reti, singolarmente o nella loro totalità, non mettano a rischio l'esercizio sicuro delle loro reti. In questo senso, la protezione delle persone e degli impianti è assolutamente prioritaria.



Dato che le attività degli attori sui diversi livelli di tensione sono interdipendenti, il TC, il DC e la AR/IPE-CH vengono considerate nel loro insieme.

1. Introduzione

1.1. Aspetti generali

- (1) Il TC si basa sulle regolamentazioni di legge di volta in volta in vigore, in particolare la legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), l'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI), la legge sugli impianti elettrici (LIE), la legge sull'energia (LEne) e l'ordinanza sull'energia (OEn).
- (2) Il TC è conforme con le disposizioni e i vincoli internazionali, quali p. es. le norme e le direttive dello European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) applicabili all'esercizio della rete interconnessa e i contratti sottoscritti tra i gestori europei di reti di trasmissione (GRT) e (se applicabile) tiene conto dei Network Code e Guideline in vigore concernenti la rete interconnessa europea.

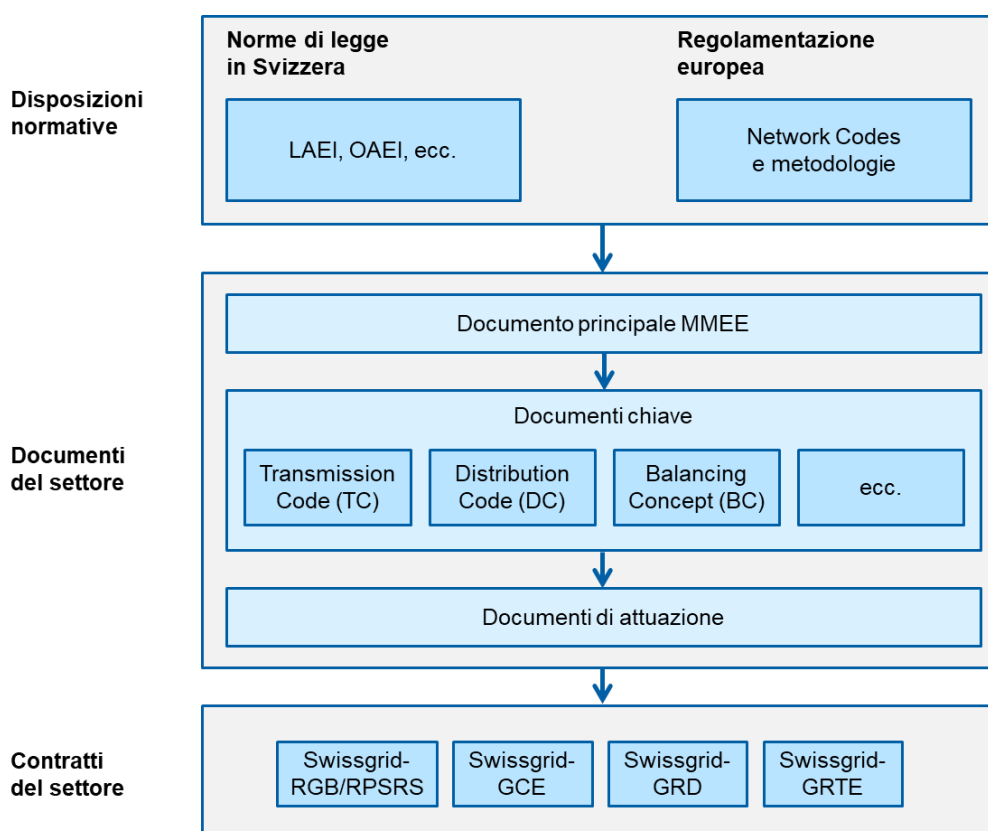


Figura 1: Classificazione del TC nella gerarchia dei documenti

La figura 1 propone un quadro di sintesi delle disposizioni normative e dei documenti e dei contratti del settore.

L'allegato capitolo 9 fornisce una correlazione tra le basi normative e i singoli capitoli del TC e spiega quali documenti di attuazione dell'AES e quali contratti di settore recepiscono i singoli requisiti definiti nel TC.

I gestori delle reti e delle centrali elettriche sono inoltre tenuti a rispettare norme sia nazionali che internazionali.

- (3) Il TC definisce i principi e i requisiti tecnici relativi all'allacciamento alla RT, al suo esercizio e utilizzo nonché i ruoli dei diversi attori.
- (4) Le disposizioni del TC riguardano il rapporto tra la società di rete nazionale e i gestori e proprietari di impianti significativi per la RT.



- (5) Il TC definisce inoltre i principi riguardanti lo scambio di dati tra gli attori, che su tale base concludono accordi concreti.
- (6) Il rispetto dei principi e dei requisiti del TC è imprescindibile per la sicurezza e l'affidabilità dell'approvvigionamento elettrico. Le disposizioni del TC servono quindi da base per determinare i diritti e i doveri reciproci nell'ambito dei contratti e degli accordi che la società di rete nazionale conclude con i rispettivi attori.
- (7) Gli attori di mercato sono liberi di definire requisiti superiori a quelli previsti dal presente TC oppure di presentarli in maniera più particolareggiata.
- (8) La società di rete nazionale, i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT e gli altri attori sono tenuti ad adottare le misure necessarie a garantire una gestione sicura della rete, senza comunque mai tralasciare la protezione delle persone e degli impianti. Questi attori devono altresì sviluppare le loro interfacce e i loro processi in maniera coordinata per garantire nel contempo anche una gestione della rete efficace ed efficiente.
- (9) Non costituiscono oggetto del TC i seguenti aspetti:
 - a) L'attuazione commerciale dei diritti e dei doveri reciproci, che viene regolamentata con un contratto separato;
 - b) La determinazione e il calcolo dei costi per l'utilizzazione della rete, che vengono descritti nel documento del settore Modello di utilizzazione della rete di trasmissione svizzera (MURT-CH), e le tariffe per l'utilizzazione della RT, pubblicate dalla società di rete nazionale;
 - c) La misura e la gestione dei dati di misurazione a scopo di compensazione, che vengono regolamentati nel documento del settore Metering Code (MC-CH);
 - d) La gestione dei gruppi di bilancio e quella dei programmi previsionali, che vengono regolamentate nel documento del settore Balancing Concept (BC-CH).
- (10) Qualora si verifichi una grave situazione di penuria di energia elettrica, con riferimento alla legge sull'approvvigionamento del Paese (LAP) l'«Organizzazione per l'approvvigionamento elettrico in situazioni straordinarie» (OSTRAL) mette in atto misure decise dal Consiglio federale in funzione della situazione; tali misure hanno carattere prioritario rispetto alle norme stabilite dal TC.
- (11) In caso di modifiche al TC, i contratti e gli accordi già in atto vanno opportunamente riconsiderati. Se la sicurezza del sistema lo impone, gli interessati devono mettersi d'accordo su una modifica del contratto che sia accettabile per tutti e in sintonia con il TC.
- (12) Il glossario dell'AES¹ definisce le abbreviazioni e i termini tecnici utilizzati nel TC.

1.2. Contenuto del Transmission Code

(1) *Capitolo 1 Introduzione*

Il capitolo illustra l'obiettivo, la forma, il contenuto e le basi del TC, descrive l'area di monitoraggio della società di rete nazionale e fornisce una breve panoramica dei diversi attori e ruoli interessati dalle regolamentazioni del presente TC. Esso definisce altresì il campo di applicazione del TC.

(2) *Capitolo 2 Introduzione all'esercizio della rete di trasmissione*

Il capitolo presenta le disposizioni essenziali per la pianificazione della messa fuori servizio e la gestione operativa della RT, inclusi i criteri applicabili. Descrive gli stati della rete, le situazioni della rete e i diritti d'impartire ordini che la società di rete nazionale può vantare a seconda dello stato in cui di volta in volta la rete si viene a trovare. Descrive inoltre il coordinamento della pianificazione della messa fuori servizio e delle manovre di collegamento. Il capitolo 2 disciplina infine la gestione operativa delle congestioni nonché la messa a disposizione delle informazioni necessarie per la gestione della rete e contiene disposizioni per quanto riguarda la formazione, l'addestramento e la certificazione del personale d'esercizio.

¹ In attesa che venga completato l'aggiornamento dell'intero glossario dell'AES, la società di rete nazionale pubblica un glossario e un elenco delle abbreviazioni utilizzate nel TC.



(3) **Capitolo 3 Scambio di energia e allocazione delle capacità**

Il capitolo tratta le questioni riguardanti la costituzione dei gruppi di bilancio e i relativi compiti, e contiene disposizioni generali per l'allocazione delle capacità di trasmissione transfrontaliere disponibili.

(4) **Capitolo 4 Prestazioni di servizio relative al sistema**

Il capitolo definisce le diverse prestazioni di servizio relative al sistema (mantenimento della frequenza, mantenimento della tensione, capacità di avviamento autonomo e di esercizio in isola) e ne regola l'acquisizione e l'utilizzo da parte della società di rete nazionale.

(5) **Capitolo 5 Misure inerenti l'esercizio della rete di trasmissione e la gestione delle perturbazioni**

Il capitolo definisce le responsabilità e stabilisce le misure necessarie al mantenimento o al ripristino dello stato normale della rete. Esso illustra inoltre le misure per il mantenimento della frequenza, il mantenimento della tensione, la gestione delle congestioni, la limitazione delle perturbazioni di ampia portata e il ripristino della rete. Questo capitolo definisce altresì i requisiti per la formazione e l'addestramento degli attori relativamente alla gestione delle perturbazioni.

(6) **Capitolo 6 Allacciamento alla rete di trasmissione**

Il capitolo regola la realizzazione, la modifica e la dismissione di allacciamenti alla rete, fungendo in tal modo da base per la stipulazione di contratti di allacciamento alla rete. In particolare, questo capitolo definisce i requisiti tecnici per l'allacciamento di impianti tecnici alla RT.

(7) **Capitolo 7 Sviluppo della rete di trasmissione**

Il capitolo documenta i criteri da rispettare per la pianificazione della rete e regola la messa a disposizione da parte di terzi delle informazioni necessarie per pianificare l'ampliamento della rete.

(8) **Capitolo 8 Disposizioni finali**

Il capitolo contiene le disposizioni generali per il rispetto e l'ulteriore sviluppo del TC.

(9) **Capitolo 9 Allegato**

Il capitolo contiene un elenco delle disposizioni normative per il TC e un elenco dei documenti del settore e dei contratti a valle, che servono per dare attuazione ai requisiti previsti dal TC.

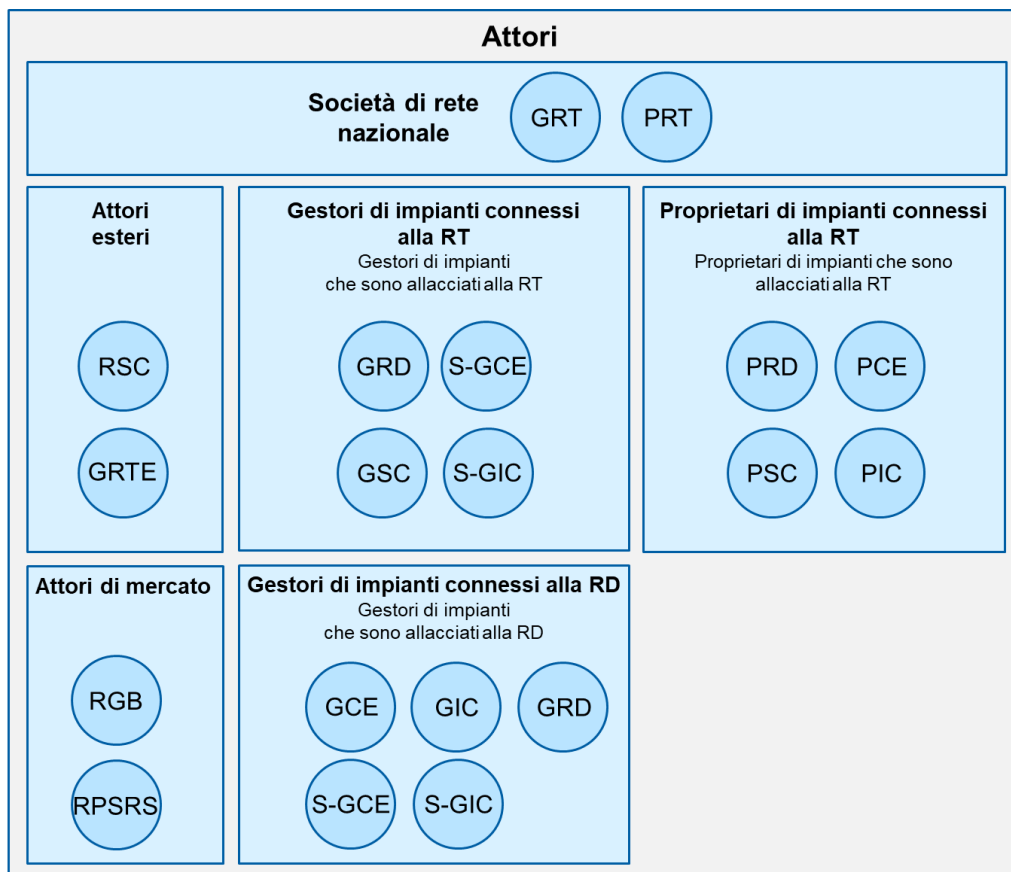
1.3. Campo di applicazione del Transmission Code

- (1) I requisiti previsti dal TC sono applicabili agli attori rilevanti per la RT presentati al capitolo 1.4 e ai loro impianti, sia nuovi che già esistenti.
- (2) I requisiti per gli allacciamenti alla RT di cui al capitolo 6 sono soggetti a regolamentazioni speciali, definite al capitolo 6.1.
- (3) Il TC costituisce la base per la conclusione di contratti tra la società di rete nazionale e altri attori, p. es. per l'allacciamento alla RT, la gestione della RT, l'utilizzazione della RT, la costituzione di gruppi di bilancio, la messa a disposizione di prestazioni di servizio relative al sistema.

1.4. Definizione degli attori e dei loro ruoli

- (1) Il TC distingue i gruppi di attori rappresentati nella figura 2, e ne fornisce una descrizione dettagliata:





GRTE = gestore rete di trasmissione estero	S-GIC = GIC significativo
RGB = responsabile di gruppo di bilancio	S-GCE = GCE significativo
GSC = gestore di sistema confinante	RPSRS = responsabile prestazioni di servizio relative al sistema
PSC = proprietario di impianti di un GSC	GRT = gestore della rete di trasmissione
GIC = gestore di impianti di clienti	PRT = proprietario della rete di trasmissione
PIC = proprietario di impianti di clienti	GRD = gestore della rete di distribuzione
GCE = gestore di centrale elettrica	PRD = proprietario della rete di distribuzione
PCE = proprietario di centrale elettrica	
RSC = Regional Security Coordinator	

Figura 2: Attori menzionati nel TC

(2) **La società di rete nazionale** adempie ai ruoli di GRT e di PRT.

La società di rete nazionale gestisce la RT svizzera nel rispetto delle prescrizioni di legge e delle disposizioni contenute nel presente TC e in osservanza degli standard e degli accordi nazionali e internazionali applicabili. Essa assolve questi compiti in collaborazione con gli attori del mercato svizzero e, in qualità di interlocutore responsabile, con i GRTE e gli RSC.

GRT: in questo suo ruolo, la società di rete nazionale è, tra le altre cose, responsabile:

- a) della gestione sicura, efficace, affidabile, efficiente e non discriminatoria della RT nell'ambito della pianificazione e della gestione operativa della rete, nel rispetto dei limiti operativi di sicurezza e delle disposizioni tecniche e normative in vigore,
- b) del coordinamento della pianificazione e della gestione operativa della rete con i gestori degli impianti allacciati alla RT e gli attori di mercato, nei confronti dei quali ha un diritto d'impartire ordini in tutte le questioni che riguardano la gestione della rete di trasmissione,
- c) del coordinamento della pianificazione della gestione operativa della RT con i GRTE e gli RSC,
- d) dell'acquisizione e dell'impiego delle prestazioni di servizio relative al sistema, della gestione delle congestioni e della gestione dei programmi previsionali,
- e) delle regolamentazioni operative nel punto di allacciamento alla RT.



PRT: in questo suo ruolo, la società di rete nazionale è, tra le altre cose, responsabile:

- f) della pianificazione, della costruzione e della manutenzione degli impianti di sua proprietà,
 - g) dell'allacciamento degli impianti di PRD, PSC, PCE o PIC rispettivamente dei consumatori finali alla RT.
- (3) **Attori esteri:** nel quadro dell'attività di interconnessione europea la società di rete nazionale deve coordinarsi con taluni attori esteri, tra cui i gestori delle reti di trasmissione esteri (GRTE) e i Regional Security Coordinator (RSC).
- (4) **Gestori di impianti direttamente allacciati alla RT:** si tratta in questo caso di un termine generico che comprende i GRD, i GSC, gli S-GCE o gli S-GIC, i cui impianti sono direttamente allacciati alla RT. Ogni gestore di impianti direttamente allacciati alla RT è responsabile della pianificazione e della gestione sicura, efficace, affidabile ed efficiente dei suoi impianti, nel rispetto dei limiti operativi di sicurezza e delle disposizioni tecniche e normative in vigore.
- (5) **Proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT:** anche in questo caso si tratta di un termine generico che comprende i PRD, i PSC, i PCE o i PIC, i cui impianti sono direttamente allacciati alla RT. In altri documenti, il proprietario di impianti allacciati alla RT viene definito anche utente allacciato alla rete.
- (6) **Attori di mercato:** nel quadro del TC gli attori di mercato sono gli RPSRS e gli RGB.
- a) Un RGB rappresenta un gruppo di bilancio (GB) nei confronti della società di rete nazionale e degli altri attori. In particolare è sua responsabilità garantire il tempestivo invio dei programmi previsionali nonché la stesura di un bilancio energetico equilibrato del suo GB.
 - b) L'RPSRS fornisce prestazioni di servizio relative al sistema per la società di rete nazionale.
- (7) **Gestori di impianti allacciati alla RD:** si tratta in questo caso di un termine generico che comprende tutti gli attori i cui impianti sono allacciati alla RD. Possono essere i GCE, gli S-GCE, i GIC, gli S-GIC, ma anche altri GRD non direttamente allacciati alla RT.
- (8) S-GCE e S-GIC sono termini generici che identificano i GCE e i GIC i cui impianti sono significativi per l'esercizio della RT. Si tratta di
- a) GCE e GIC, i cui impianti sono direttamente allacciati alla RT, oppure di
 - b) GCE e GIC, i cui impianti sono allacciati alla RD e sono importanti per la pianificazione della messa fuori servizio e l'esercizio della rete di trasmissione. Per questo motivo sono parte delle «reti di terzi monitorate» (cfr. capitolo 1.5) della società di rete nazionale.

La figura 3 mostra le interfacce tra i gestori di rete e gli S-GCE e S-GIC. La RT Svizzera è connessa direttamente con le RT dei GRTE, la rete delle FFS (GSC) e dei GRD, gli S-GCE e gli S-GIC direttamente allacciati.

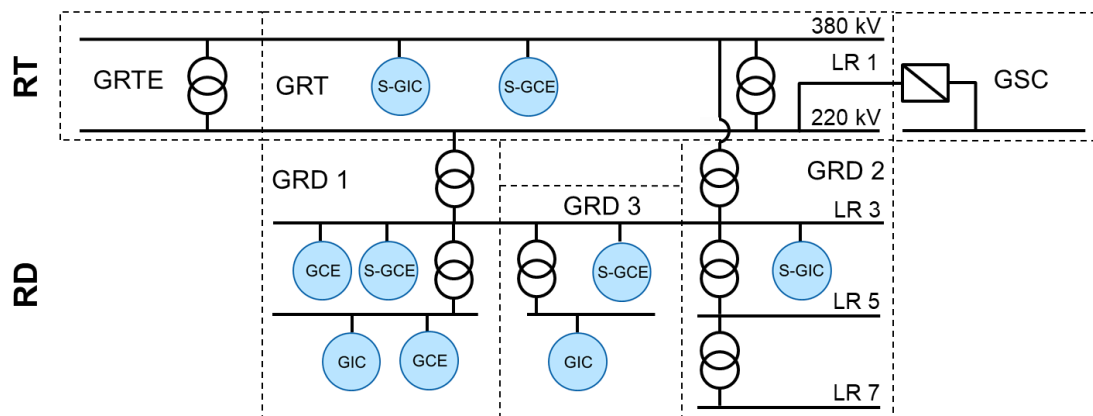


Figura 3: Raffigurazione delle interfacce tra gestori di rete e S-GCE e S-GIC

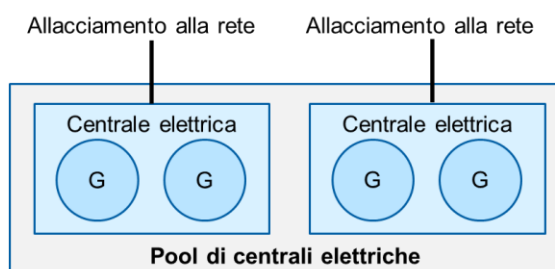
- (9) Le Ferrovie Federali Svizzere (FFS) adempiono a diversi ruoli (GCE, PCE, RPSRS, RGB, GRD, PRD, GIC), a seconda della situazione. Le interfacce in essere tra la RT e la rete delle FFS sono disciplinate da contratti separati. Inoltre, ai sensi dell'OAEI le FFS sono considerate



consumatore finale rispetto alla RT. Da un punto di vista operativo, le FFS sono considerate proprietarie (PSC) e gestori (GSC) di un sistema confinante.

- (10) Gli accumulatori (p. es. gli accumulatori a batteria o le centrali ad accumulazione con pompaggio) o i prosumer non sono identificati come attori nel TC. Per il TC sono sufficienti i ruoli di GCE e di GIC, perché in un qualsiasi momento i prosumer e gli accumulatori adempiono sempre a uno di questi ruoli.
- (11) Nel TC vengono utilizzati svariati termini in associazione con le centrali elettriche; tali termini sono definiti come da figura 4. Nella medesima figura sono menzionati anche dei sinonimi, utilizzati in altri documenti del settore:

Una centrale elettrica può comprendere più generatori o moduli che alimentano la rete elettrica tramite dei convertitori. Tutte le centrali elettriche hanno un allacciamento alla rete. Un GCE/GIC o RPSRS può raggruppare più centrali elettriche/consumatori finali in un unico pool e svolgere compiti che sono comuni a tutti, come p. es. offrire prodotti riguardanti le prestazioni di servizio relative al sistema o notificare programmi previsionali.



Termini utilizzati nel TC	Sinonimi utilizzati in altri documenti del settore
Generatore G (possono essere anche moduli che utilizzano convertitori per immettere l'elettricità)	Unità di produzione di elettricità (UPE)
Centrale elettrica	Impianto di produzione di elettricità (IPE)
Pool di centrali elettriche	Unità di produzione (UPR)

Figura 4: Definizione dei sinonimi dei termini riguardanti le centrali elettriche

1.5. Elementi di rete e impianti significativi per la gestione della rete di trasmissione

1.5.1. Introduzione e scopo dell'area di monitoraggio

- (1) La rete elettrica dell'Europa continentale, che collega da un lato regioni e paesi (vista orizzontale) e dall'altro livelli di tensione diversi (vista verticale) ed è caratterizzata da un esercizio sincronizzato, viene gestita da alcune migliaia di gestori di rete. In un'epoca di crescente decentralizzazione della produzione e dello stoccaggio, e considerate le sempre maggiori difficoltà ad ampliare l'infrastruttura di rete, questo richiede un rafforzamento della collaborazione, che deve essere basata su metodi trasparenti e non discriminatori. Per questo la società di rete nazionale e i singoli GRTE riservano per sé stessi un'«area di monitoraggio», delle «reti di terzi monitorate» e una «rete di terzi coordinata». I processi di informazione e coordinamento previsti per queste aree contribuiscono alla sicurezza dell'approvvigionamento, anche quella futura.
- (2) Per garantire la gestione sicura della rete nell'ambito della pianificazione e della gestione operativa della rete, la società di rete nazionale deve tenere conto non solo degli elementi di rete che rientrano nel suo settore di responsabilità, ma anche di quelli di altri gestori di reti di trasmissione (GRT), di altri gestori di reti di distribuzione (GRD) e di impianti significativi (S-GCE, S-GIC) che influiscono in maniera sostanziale sulla sua rete.
- (3) La rappresentazione della rete nella figura 5 è quella data dall'ENTSO-E² e mostra l'area di monitoraggio della società di rete nazionale. Il grafico intende mostrare che, oltre ai propri

² 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.



elementi di rete, anche elementi di rete e impianti di terzi sono significativi ai fini della gestione della propria rete. La rilevanza degli elementi di rete di terzi e degli impianti significativi tende a diminuire man mano che aumenta la distanza (sia in termini di distanza geografica che di livello di tensione). Il grafico ha scopo puramente illustrativo e la struttura quantitativa che presenta non è da considerarsi sufficiente. I numerosi elementi di rete della rete elettrica europea e dei livelli di tensione più bassi, che di fatto non hanno alcuna rilevanza per la società di rete nazionale, non vi sono infatti rappresentati.

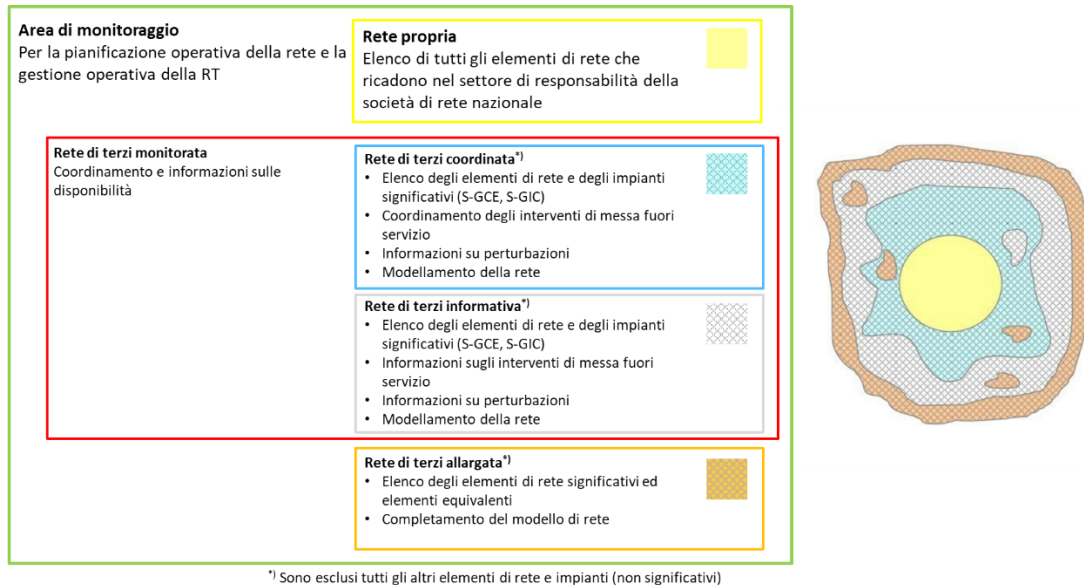


Figura 5: Diversi gruppi di elementi di rete e impianti significativi dell'area di monitoraggio

(4) I gruppi di elementi di rete e impianti³ significativi raffigurati nella figura 5 sono raggruppati a formare diverse categorie. La società di rete nazionale ha adottato le seguenti definizioni (nel TC questi termini sono scritti sempre con iniziali maiuscole e tra virgolette):

- «**Rete propria**» (**giallo**): comprende gli elementi di rete che sono sotto la responsabilità operativa della società di rete nazionale (incluse le linee di trasporto transfrontaliero).
- «**Rete di terzi coordinata**» (**blu**)⁴: comprende gli elementi di rete e gli impianti significativi di GRD, GRT, S-GCE e S-GIC ubicati sia in Svizzera che all'estero, per i quali gli interventi di messa fuori servizio, le manovre di collegamento e gli stati di collegamento speciali sono coordinati con la società di rete nazionale e che figurano negli elenchi dei guasti di quest'ultima per motivi di valutazione della sicurezza della rete.
- «**Rete di terzi informativa**» (**grigio**): comprende gli elementi di rete e gli impianti significativi di GRD, GRT, S-GCE e S-GIC ubicati sia in Svizzera che all'estero, i cui interventi di messa fuori servizio, manovre di collegamento, prove di impianto e perturbazioni sono oggetto di scambio di informazioni e che figurano negli elenchi dei guasti della società di rete nazionale per motivi di valutazione della sicurezza della rete.
- «**Rete di terzi allargata**» (**arancione**): comprende gli elementi di rete ed elementi equivalenti necessari per creare un modello di rete allargato ai fini della pianificazione operativa della rete e della sua gestione operativa.

A questi si aggiungono i termini generici seguenti:

- «**Rete di terzi monitorata**» (**rosso**)⁵: si tratta in questo caso di un termine generico che comprende tutti gli elementi di rete e gli impianti che fanno parte della «Rete di terzi coordinata» o della «Rete di terzi informativa».

³ Gli elementi di rete e gli impianti di terzi non sono eserciti dalla società di rete nazionale. Gli elementi di rete o gli impianti di terzi che sono rilevanti ai fini dell'esercizio della RT vengono inseriti nell'elenco delle reti di terzi coordinate, informative o allargate.

⁴ Termine equivalente: External List of Contingency

⁵ Termine equivalente: External Observability List



f) «**Area di monitoraggio (verde)**»⁶: anche in questo caso si tratta di un termine generico, che comprende tutti gli elementi di rete e gli impianti che fanno parte della «Rete propria», della «Rete di terzi coordinata», della «Rete di terzi informativa» o della «Rete di terzi allargata». Per tutti gli elementi di rete facenti parte dell'«Area di monitoraggio» è attivo lo scambio di dati di base e in tempo reale (stati di collegamento, valori di misura della corrente e della tensione, ecc.) in modo che sia possibile modellare tali elementi di rete nel quadro dei modelli di rete.

(5) La figura 6 mostra, a titolo di esempio, l'area di monitoraggio della società di rete nazionale.

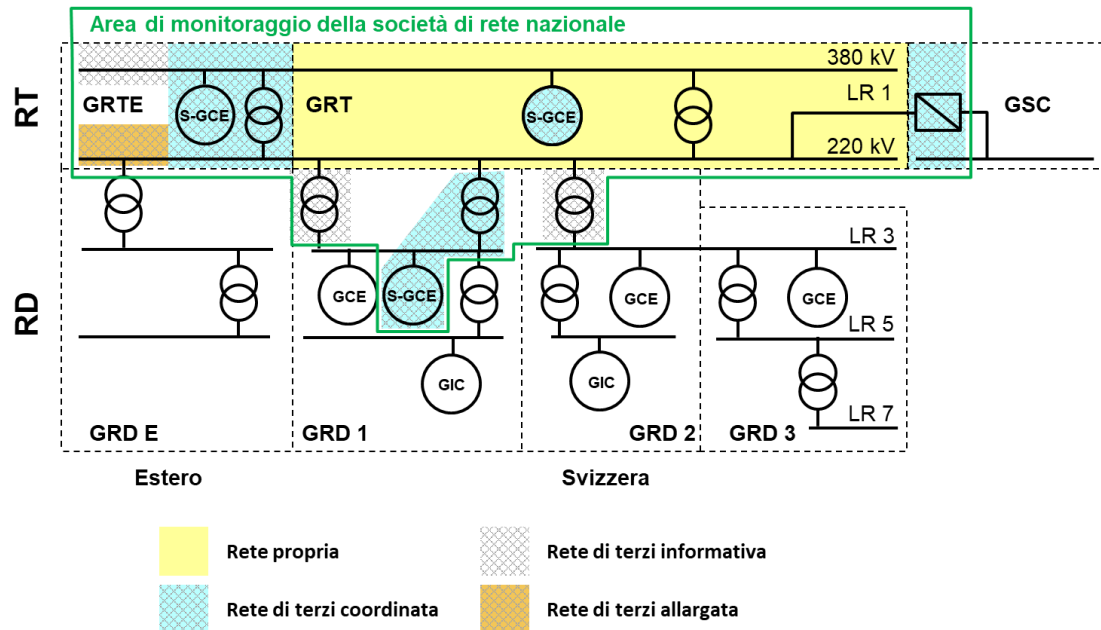


Figura 6: Raffigurazione dell'area di monitoraggio della società di rete nazionale

(6) La società di rete nazionale e i singoli GRD allacciati alla RT sono gli unici responsabili dell'esercizio dei propri elementi di rete. Le informazioni che derivano dalla loro «Area di monitoraggio»⁷ consentono però loro di assumersi tale responsabilità con maggiore consapevolezza. Problemi e congestioni vengono tempestivamente identificati e, teoricamente, possono essere risolti già in sede di pianificazione operativa della rete.

1.5.2. Metodo per riconoscere gli elementi di rete e gli impianti di terzi significativi

(1) Per evitare un eccessivo onere amministrativo di armonizzazione delle seguenti attività:

- a) coordinamento degli interventi di messa fuori servizio,
- b) creazione di modelli di rete, e
- c) elaborazione dei dati nei sistemi interessati

la società di rete nazionale tiene conto solo degli elementi di rete e degli impianti di terzi che hanno rilevanza ai fini della pianificazione operativa della rete e della sua gestione operativa. Il rapporto tra l'impegno profuso e i vantaggi ottenuti deve essere equilibrato.

(2) Di concerto con i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT, la società di rete nazionale elabora un metodo per strutturare adeguatamente l'area di monitoraggio della RT. Questo metodo comporta una variante qualitativa e una quantitativa. Per prima cosa la società di rete nazionale e i GRD allacciati alla RT definiscono di comune accordo il settore di rete all'interno del quale viene ipotizzato vi siano gli elementi di rete e gli impianti significativi per la società di rete nazionale. I GRD allacciati alla RT predispongono inoltre un elenco degli impianti allacciati alla loro RD che identificano come significativi per la gestione della loro rete. All'occorrenza, a

⁶ Termine equivalente: Observability Area

⁷ In linea di principio i GRD sono liberi di decidere se e come definire e attuare la loro «Area di monitoraggio».



questo elenco vengono aggiunti anche gli elementi di rete e gli impianti significativi presenti nella rete di un GRD a valle. Di questo elenco si tiene poi conto nel quadro dell'analisi comune.

- a) **Metodo qualitativo:** grazie alla loro pluriennale esperienza, gli esperti operativi della società di rete nazionale e dei GRD allacciati alla RT sanno bene quali sono gli elementi di rete (p. es. linee parallele) e gli impianti (grandi generatori e carichi) significativi. Essi analizzano insieme i piani di rete e nell'ambito di discussioni, tenendo conto degli eventi operativi, si accordano sugli elementi di rete e gli impianti significativi e li assegnano ai gruppi definiti al punto 1.5.1 (4).
 - b) **Metodo quantitativo:** per quanto riguarda il settore di rete dubbio, in cui si ipotizza vi siano altri elementi di rete e impianti significativi, i dati necessari vengono messi reciprocamente a disposizione sulla base di un accordo sullo scambio di dati. Tenendo conto degli interventi di messa fuori servizio, un calcolo delle contingenze fornisce per diversi scenari, per ogni elemento di rete esterno, fattori che ne esprimono la rilevanza per la RT. Il valore dei fattori costituisce, per gli esperti, un'informazione supplementare per decidere se l'elemento di rete o l'impianto di terzi è significativo per la società di rete nazionale e a quale dei gruppi, definiti al punto 1.5.1 (4), dell'area di monitoraggio deve essere assegnato.
- (3) In primis viene sempre applicato il metodo qualitativo, che comporta un onere inferiore. Si ricorre al metodo quantitativo, matematico, applicato all'area dubbia solo se i gestori di rete non sono in grado di determinare quali sono localmente gli elementi di rete e gli impianti significativi, o non riescono ad accordarsi tra loro. Questo prevede per i gestori di rete la possibilità di avvalersi di calcoli delle contingenze per identificare gli elementi di rete e gli impianti di terzi significativi. Poiché il metodo quantitativo comporta un onere supplementare, la necessità di adottarlo deve essere motivata.
- (4) La società di rete nazionale e i GRD allacciati alla RT si interfacciano su base annua per valutare se sussista la necessità di modificare l'area di monitoraggio della società di rete nazionale. All'occorrenza, si procede anche alla modifica degli elenchi degli elementi di rete e degli impianti di terzi significativi.

1.5.3. Documento di attuazione e scambio di dati

- (1) La società di rete nazionale e i GRD allacciati alla RT predispongono un documento di attuazione in cui definiscono i principi utili a identificare gli elementi di rete e gli impianti significativi.
- (2) Lo scambio di dati per i processi operativi riguarda, tra gli altri, i dati di base, i dati del programma previsionale e i dati in tempo reale⁸. Lo scambio di dati avviene con una precisa finalità.
 - a) Per quanto riguarda gli S-GCE, gli S-GIC e i GRD allacciati alla RT lo scambio di dati è regolamentato da accordi sottoscritti direttamente con la società di rete nazionale.
 - b) Per quanto riguarda gli S-GCE, gli S-GIC e i GRD che sono allacciati alla RD e che rientrano nell'«area di monitoraggio» della società di rete nazionale, lo scambio di dati avviene tramite i GRD allacciati alla RT alla cui RD gli S-GCE/S-GIC/GRD sono allacciati.
 - c) Qualora un GRTE o un GRD estero abbia bisogno di dati della società di rete nazionale o di un GRD, uno S-GCE o uno S-GIC svizzero, può comunicare questa sua necessità alla società di rete nazionale. La società di rete nazionale informa i GRD, gli S-GCE e gli S-GIC interessati della richiesta ricevuta e trasmette al GRTE i dati richiesti, sulla base di un accordo sullo scambio di dati sottoscritto tra la società di rete nazionale e l'attore svizzero.
 - d) Qualora un GRD svizzero abbia bisogno di dati di un GRT, un GRD, uno S-GCE o uno S-GIC estero, può comunicare questa sua necessità alla società di rete nazionale. La società di rete nazionale coordina lo scambio di dati con il GRTE.

Nella figura 7 qui sotto è raffigurato lo scambio di dati e informazioni.

⁸ I dati sono meglio precisati nel documento di attuazione e sono oggetto di regolamentazione nei contratti.



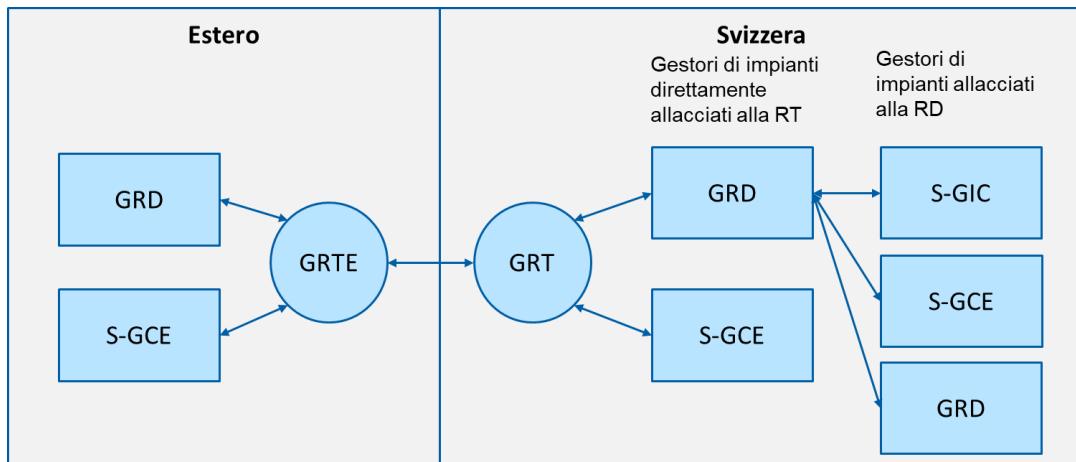


Figura 7: Rapporti di scambio di dati

- (3) Completata l'implementazione dell'area di monitoraggio per la RT, è possibile procedere a ulteriori sviluppi del metodo, sulla base dell'esperienza operativa maturata. A tale scopo tutti i GRD allacciati alla RT possono sottoporre delle richieste di adeguamento alla società di rete nazionale, che provvede a coordinarli con tutti i GRD allacciati alla RT. All'occorrenza, la società di rete nazionale esaminerà le richieste di adeguamento con tutti i GRD allacciati alla RT, coordinando gli adeguamenti con loro.



2. Introduzione all'esercizio della rete di trasmissione

2.1. Aspetti generali

- (1) Nella pianificazione e nella gestione operativa della rete viene fatto un distinguo tra diversi stati della rete. Per mantenere la rete in uno stato normale o per ripristinare lo stato normale dopo una perturbazione, la società di rete nazionale adotta precise misure (cfr. capitolo 5.3). La società di rete nazionale può altresì ricorrere a misure supplementari (cfr. capitolo 5.3) nel caso in cui la rete venga a trovarsi in una situazione critica (cfr. capitolo 2.1.2). A seconda dello stato della rete, la società di rete nazionale dispone di differenti diritti d'impartire ordini (cfr. capitolo 2.1.3).

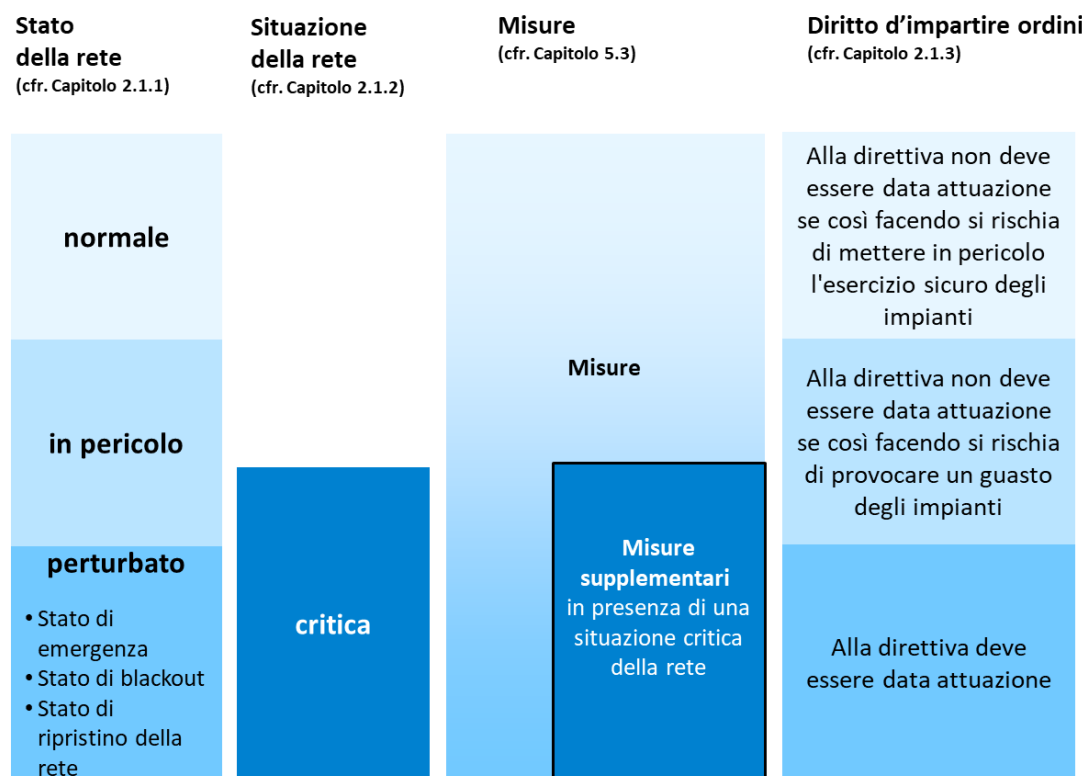


Figura 8: Stato della rete, situazione della rete, misure e diritto d'impartire ordini nell'esercizio della RT

- (2) In linea di principio la società di rete nazionale può decretare lo stato della rete ovvero una situazione critica della rete anche per un comprensorio localmente limitato.

2.1.1. Classificazione dello stato della rete

- (1) Lo stato della rete designa lo stato di esercizio della RT così come determinato dalla società di rete nazionale sulla base di specifici criteri, e può essere uno stato normale, uno stato di rete in pericolo o uno stato perturbato (quest'ultimo a sua volta suddiviso in stato di emergenza, stato di blackout e stato di ripristino della rete).

(2) Stato normale della rete:

Lo stato della rete è normale quando sono rispettati tutti i criteri seguenti:

- Valori di tensione:* sono entro i limiti stabiliti dalla società di rete nazionale per la RT.
- Variazione di frequenza:* in condizioni stazionarie è inferiore a 200 mHz.
- Prestazioni di servizio relative al sistema:* le riserve di potenza ed energia per il mantenimento della frequenza e della tensione sono sufficienti.



- d) *Arresto di un impianto*: il criterio di sicurezza (n-1) (cfr. capitolo 2.2) è rispettato e le interruzioni speciali sulla rete concordate con i GRTE non compromettono l'esercizio della RT.
- e) *Corrente di corto circuito*: la corrente di corto circuito massima calcolata supera i valori limite degli impianti in maniera non duratura (ossia solo per pochi minuti).
- f) *Carico termico ammissibile*: i valori relativi ai flussi di corrente superano i valori limite in maniera non duratura (ossia solo per pochi minuti).

(3) **Stato di rete in pericolo:**

La rete è in stato di pericolo quando almeno uno dei criteri seguenti è adempiuto:

- a) *Prestazioni di servizio relative al sistema*: le riserve di regolazione approvvisionate per il mantenimento della frequenza e della tensione si riducono del 20% per una durata di almeno 30 minuti, perché singoli RPSRS hanno smesso di fornire le loro prestazioni.

Nonostante l'attivazione della regolazione terziaria, la riserva di regolazione della società di rete nazionale è totalmente esaurita e tale resta per un periodo di tempo relativamente lungo⁹.

- b) *Arresto di un impianto*: il criterio di sicurezza (n-1) non è rispettato, nonostante l'adozione di misure topologiche o di redispatch.
- c) *Corrente di corto circuito*: la corrente di corto circuito massima calcolata supera i valori limite degli impianti in maniera duratura.

Può sussistere uno stato di rete in pericolo anche in assenza di una situazione critica della rete.

(4) **Stato di rete perturbato:**

Qui si contraddistinguono i tre stati seguenti.

Lo **stato di emergenza**, quando almeno uno dei criteri seguenti è adempiuto:

- a) *Valori di tensione*: non rientrano nei limiti stabiliti dalla società di rete nazionale per la RT.
- b) *Variazione di frequenza*: in condizioni stazionarie è superiore a 200 mHz.
- c) *Prestazioni di servizio relative al sistema*: le riserve di potenza ed energia per il mantenimento della frequenza e della tensione sono esaurite e insufficienti.
- d) *Piano di protezione del sistema*: è stata adottata come minimo una misura (disinserimento automatico del carico per sottofrequenza, blocco dei graduatori dei trasformatori in caso di rischio di collasso della tensione, ecc.).
- e) *Guasto informatico*: almeno un sistema IT della società di rete nazionale fondamentale per il sistema di gestione (p. es. sistema di comando, sistema di comunicazione, analisi della sicurezza della rete, controllo della rete, ecc.) non è disponibile per più di 30 minuti.
- f) *Carico termico ammissibile*: i valori relativi ai flussi di corrente superano i valori limite degli impianti in maniera duratura.
- g) *Disattivazioni o arresti degli impianti*: determinano l'impossibilità per singoli gestori di impianti direttamente allacciati alla RT di essere approvvisionati o di immettere energia in rete.

In particolare in questo caso la società di rete nazionale può dichiarare una perturbazione di ampia portata (perturbazione di portata nazionale o solo «perturbazione regionale» in una zona precisa) e attivare le misure del piano di ripristino della rete (cfr. capitolo 5.4) al fine di ripristinare lo stato normale della rete.

Lo **stato di blackout** è definito quando almeno il 50% del consumo finale della zona di regolazione non è approvvisionato o la RT presenta per almeno 3 minuti un'assenza di tensione.

⁹ periodo di tempo relativamente lungo: lasciato alla discrezionalità del responsabile della gestione operativa della rete sulla base della situazione attuale della rete



La società di rete nazionale dichiara una perturbazione di ampia portata (perturbazione di portata nazionale o solo «perturbazione regionale» in una zona precisa) e attiva le misure del piano di ripristino della rete al fine di ripristinare lo stato normale della rete.

Lo **stato di ripristino della rete** è definito quando tutte le attività sulla RT sono finalizzate al ripristino dell'approvvigionamento e dello stato normale della rete.

Può sussistere uno stato di rete perturbato anche in assenza di una situazione critica della rete.

2.1.2. Situazioni critiche della rete

- (1) Dichiarare che la rete si trova in una situazione critica serve a mettere in allarme le organizzazioni operative e di allarme della società di rete nazionale e degli altri attori. Così facendo si dà inoltre alla società di rete nazionale la possibilità di ordinare misure supplementari (cfr. capitolo 5.3).
- (2) La società di rete nazionale può dichiarare il sussistere di una situazione critica della rete se, previa valutazione aggiornata, ne ravvisa la necessità al fine di garantire la gestione sicura della rete. Quindi quando sono soddisfatte le condizioni per dichiarare lo stato di rete in pericolo o lo stato di rete perturbato e da queste situazioni si può uscire solo adottando misure che richiedono di avvalersi dei diritti d'impartire ordini previsti al capitolo 2.1.3. In particolare, ciò avviene quando:
 - a) c'è il rischio che si verifichi una perturbazione suscettibile di avere conseguenze di ampia portata per l'esercizio delle RT della Svizzera, oppure
 - b) c'è il rischio che si verifichi una perturbazione suscettibile di coinvolgere la gestione della rete di GRTE e di gestori di impianti direttamente allacciati alla RT.
- (3) Dichiarare che la rete si trova in una situazione critica è un evento che la società di rete nazionale deve immediatamente notificare agli attori interessati (gestori di impianti direttamente allacciati alla RT, attori di mercato, GRTE, RSC). Ad essi la società di rete nazionale è tenuta a comunicare anche la fine di una situazione critica della rete.
- (4) Se la perturbazione è regionale, la situazione critica della rete viene dichiarata solo limitatamente alla specifica regione.
- (5) Nell'adottare misure supplementari in virtù dei propri diritti d'impartire ordini, la società di rete nazionale si attiene al principio secondo cui tali misure devono ripercuotersi il meno possibile sugli altri attori.
- (6) Se aumentano la frequenza e la portata di una misura, non contrattualmente regolamentata, che la società di rete nazionale ordina di adottare, la società di rete nazionale e gli attori interessati provvederanno a regolamentarla con un contratto.
- (7) Ogni situazione critica della rete viene documentata dalla società di rete nazionale. Una volta adottate le misure previste, gli attori interessati vengono coinvolti nell'analisi e nella formulazione delle conclusioni. La documentazione serve come base per migliorare la gestione della rete.

2.1.3. Diritto d'impartire ordini in funzione dello stato della rete

- (1) La società di rete nazionale è autorizzata e tenuta a ordinare agli attori interessati l'adozione di misure (cfr. capitolo 5.3) atte a:
 - a) mantenere lo stato normale della rete,
 - b) ripristinare lo stato normale di una rete che era venuta a trovarsi in uno stato di rete in pericolo o perturbato.
- (2) In linea di principio, le misure che la società di rete nazionale impone di adottare devono essere attuate. A seconda dello stato in cui si trova al momento la rete, vale quanto segue:
 - a) **Se la RT si trova in uno stato normale:** un attore può rifiutarsi di attuare le misure che la società di rete nazionale gli ha imposto di adottare se così facendo rischia di compromettere l'esercizio in sicurezza dei suoi impianti, di RD connesse, di centrali elettriche o



di impianti dei clienti. La società di rete nazionale deve esserne opportunamente informata.

- b) **Se la RT si trova in uno stato di rete in pericolo:** un attore può rifiutarsi di attuare le misure che la società di rete nazionale gli ha imposto di adottare se questo causa dei guasti ai suoi impianti, a RD connesse, a centrali elettriche o a impianti dei clienti. La società di rete nazionale deve esserne opportunamente informata.
- c) **Se la RT si trova in uno stato perturbato:** un attore deve assolutamente attuare le misure che la società di rete nazionale gli ha imposto di adottare. Detto attore è tenuto a informare la società di rete nazionale se le misure in questione rischiano di compromettere l'esercizio in sicurezza dei suoi impianti o di RD connesse, di centrali elettriche o di impianti dei clienti o di causare una perdita di approvvigionamento o un guasto a centrali elettriche.

(3) Le misure che mettono a rischio la vita non devono essere attuate.

2.2. Conformità al criterio di sicurezza (n-1) nella rete di trasmissione

- (1) La RT è conforme al criterio di sicurezza (n-1) se a seguito di un guasto verificatosi in un elemento di rete nella «Rete propria» della società di rete nazionale o nella «Rete di terzi monitorata» dalla stessa non vengono superati i limiti operativi di sicurezza degli elementi di rete allacciati alla RT.
- (2) Nella pianificazione e nella gestione operativa della rete, il mancato rispetto del criterio di sicurezza (n-1) di cui al punto (1) può essere tollerato solo se la società di rete nazionale dispone di misure di decongestionamento (misure topologiche, di redispatch, ecc.) che all'occorrenza possono essere attivate ripristinando in tal modo la conformità al criterio di sicurezza (n-1).
- (3) In sede di verifica della sicurezza della RT la società di rete nazionale tiene conto dei seguenti casi particolari:
 - a) non è possibile conformarsi al criterio di sicurezza (n-1) oppure la società di rete nazionale rinuncia a conformarsi: possibile per quegli elementi di rete che non sono significativi per la sicurezza dell'intera RT, se precedentemente concordato con gli attori interessati su base generale o con riferimento alla specifica situazione,
 - b) scenari di interruzione concordati con i GRTE,
 - c) ulteriori scenari di interruzione come p. es. (n-k), mancanza di un nodo, generatore guasto o mancanza di consumo.
- (4) Coordinandosi in sede di pianificazione del potenziamento e della messa fuori servizio della rete, la società di rete nazionale e i GRD si assicurano che la RT venga in linea di principio esercitata in conformità al criterio di sicurezza (n-1) (cfr. capitolo 7, punto 6 e capitolo 2.2).
- (5) Nell'esercizio in tempo reale, la conformità al criterio di sicurezza (n-1) deve essere ripristinata nel più breve tempo possibile con l'adozione di opportune misure di decongestionamento (cfr. capitolo 5.3.3 (2)). Al momento della preparazione e dell'attivazione di tali misure di decongestionamento, la società di rete nazionale chiarisce gli effetti che le stesse possono avere su altri attori e con essi ne coordina l'attuazione. A tal fine si procede allo scambio reciproco di tutte le informazioni necessarie.

2.3. Pianificazione della messa fuori servizio

- (1) La pianificazione della messa fuori servizio serve per coordinare la messa fuori servizio degli elementi della RT e degli elementi di rete che fanno parte della «Rete di terzi coordinata». Si tiene conto anche dei casi noti di messa fuori servizio degli elementi di rete che fanno parte della «Rete di terzi informativa».

Mettere fuori servizio gli elementi di rete è necessario quando si devono eseguire nuovi allacciamenti, interventi di manutenzione e di riconversione degli impianti della rete di trasmissione o ad essa allacciati.

Sono oggetto di coordinamento la data e la durata delle operazioni di messa fuori servizio.



Le operazioni pianificate di messa fuori servizio non devono compromettere lo stato normale della RT e della RD, e le ripercussioni sul mercato (p. es. il funzionamento di centrali elettriche) devono essere quanto più possibile limitate. La società di rete nazionale verifica a tempo debito le possibili ripercussioni sulla sicurezza della rete e sulle sue capacità di trasporto al fine di individuare tempestivamente eventuali situazioni conflittuali.

- (2) I GRTE e i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT o alla RD, i cui elementi di rete fanno parte della «Rete di terzi coordinata» della società di rete nazionale, si mettono d'accordo con quest'ultima relativamente alle operazioni di messa fuori servizio dei loro elementi di rete (cfr. capitolo 1.5).

Lo stesso dicasi per gli elementi di rete della società di rete nazionale che fanno parte della «Rete di terzi coordinata» di un GRTE o di un GRD. Se i GRTE o i GRD si accorgono che i loro elementi di rete superano i valori limite devono comunicarlo alla società di rete nazionale, tenendo conto della pianificazione della messa fuori servizio di quest'ultima. La società di rete nazionale terrà conto di queste informazioni nella sua pianificazione della messa fuori servizio.

Lo scambio reciproco di informazioni e il coordinamento avvengono entro i termini delle procedure di armonizzazione previsti dalla società di rete nazionale.

Tenendo conto delle operazioni pianificate di messa fuori servizio, sono validi i principi seguenti:

- a) Il guasto di un elemento della «Rete propria» della società di rete nazionale non deve determinare il superamento dei valori limite di sicurezza degli elementi di rete e degli impianti che fanno parte della «Rete di terzi monitorata» della società di rete nazionale.
- b) Il guasto di un elemento della «Rete di terzi monitorata» della società di rete nazionale non deve determinare il superamento dei valori limite di sicurezza degli elementi di rete e degli impianti della «Rete propria» della società di rete nazionale.
- c) Il guasto di un elemento della «Rete propria» della società di rete nazionale che fa parte della «Rete di terzi monitorata» di un GRD non deve determinare il superamento dei valori limite di sicurezza della «Rete propria» del GRD. Il GRD informa Swissgrid riguardo a ogni eventuale superamento dei valori limite di sicurezza nella sua rete, nel quadro delle procedure di armonizzazione.

Eccezioni a quanto esposto ai punti a) – c) sono possibili su base generale o con riferimento alla specifica situazione, purché siano coordinate tra gli attori. Eccezioni sono necessarie p. es. quando risulta impossibile rispettare i principi anche se la rete è completa o a seguito di operazioni pianificate di messa fuori servizio. Al riguardo, se tecnicamente possibile, devono essere concordate le necessarie misure di decongestionamento.

- (3) Se in ragione di una messa fuori servizio nella RT viene a mancare qualsiasi collegamento ridondante alla RT (il cosiddetto funzionamento in antenna) o qualsiasi collegamento in assoluto, per procedere alla messa fuori servizio pianificata è necessario il consenso del gestore dell'impianto allacciato alla RT interessato.

- (4) Se nel quadro delle procedure di armonizzazione attuate dalla società di rete nazionale per i vari orizzonti temporali e riguardanti gli elementi della sua «Rete di terzi coordinata» non si riesce a raggiungere un accordo rispettivamente viene accertato il persistere di un inammissibile pregiudizio alla sicurezza o una riduzione delle capacità di trasporto della rete, la società di rete nazionale, ascoltati tutti gli attori interessati, decide se eventualmente modificare o rigettare le attività pianificate di messa fuori servizio, e la sua decisione è vincolante. In questo ambito si applicano le seguenti priorità, in ordine d'importanza decrescente:

- a) garanzia dell'approvvigionamento in Svizzera,
- b) garanzia della sicurezza della RT, tenendo conto della «Rete di terzi monitorata» della società di rete nazionale,
- c) garanzia della disponibilità di almeno due cellule di ripristino della rete contrattualmente obbligate,
- d) garanzia dell'esecuzione di interventi assolutamente necessari per l'esercizio della RT, della RD o il regime delle centrali e non differibili,



- e) garanzia dell'impiego della produzione pianificata delle centrali elettriche,
 - f) rispetto delle ulteriori attività già concordate di messa fuori servizio.
- (5) Le modifiche apportate alla pianificazione della messa fuori servizio degli elementi della «Rete di terzi monitorata» devono essere immediatamente comunicate alla società di rete nazionale nel quadro della procedura di pianificazione della messa fuori servizio (pianificazione annuale, mensile e settimanale) e comunque entro e non oltre il termine indicato dalla società di rete nazionale nell'ordine di intervento inviato ai GRD e ai GCE, in modo che possano essere fatte le analisi necessarie per l'esercizio sicuro della RT. Tutte le modifiche apportate alla pianificazione della messa fuori servizio degli elementi della «Rete propria» e della «Rete di terzi coordinata» della società di rete nazionale sono soggette a verifica e conferma (coordinamento) da parte della società di rete nazionale secondo quanto riportato ai precedenti punti da (2) a (4).
- (6) La pianificazione della messa fuori servizio di elementi della «Rete di terzi coordinata» della società di rete nazionale che ne risulta è vincolante per tutte le parti coinvolte. La società di rete nazionale allestisce una panoramica generale di tutti gli interventi di messa fuori servizio rilevanti per la RT e la aggiorna in base alla pianificazione corrente nonché a informazioni nuove o aggiornate. Detta panoramica generale viene messa a disposizione di tutti gli attori interessati.
- (7) Gli interventi di messa fuori servizio che incidono sulla capacità di trasporto transfrontaliera della rete sono oggetto di pubblicazione.
- (8) I gestori di impianti direttamente allacciati alla RT si accertano che i loro impianti, per i quali non è stata dichiarata l'indisponibilità, siano pronti per entrare in funzione. I GCE direttamente allacciati alla RT si accertano inoltre che nel medesimo arco di tempo le centrali elettriche che hanno in gestione e che sono state dichiarate non disponibili non producano energia. Ogni eventuale deroga a quanto sopra, p. es. le prove di entrata in servizio, deve essere coordinata con la società di rete nazionale.

2.4. Manovre sulla RT

- (1) La società di rete nazionale è responsabile di tutte le manovre effettuate sulla RT. Le eccezioni sono definite nell'ambito di un contratto.

2.4.1. Coordinamento delle manovre

- (1) Le manovre di elementi della «Rete di terzi coordinata» della società di rete nazionale sono consentite solo previo coordinamento con quest'ultima. Un'autorizzazione generale valida per determinati stati di esercizio è ammessa se concordata tra il gestore di impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale.
- (2) Un'eventuale manovra su elementi della RT che fanno parte della «Rete di terzi coordinata» di un GRD allacciato alla RT è consentita solo previo coordinamento con quest'ultimo. Un'autorizzazione generale valida per determinati stati di esercizio è ammessa se concordata tra il GRD allacciato alla RT e la società di rete nazionale.
- (3) Per i singoli gestori di impianti è comunque sempre possibile eseguire le manovre e attuare le misure necessarie a garantire l'esercizio sicuro della RT e della RD (p. es. configurare le sbarre di distribuzione, graduare i trasformatori, collegare e scollegare linee, ecc.). Deve inoltre essere garantito lo scambio reciproco di informazioni riguardanti manovre di elementi di rete e impianti significativi della «Rete di terzi monitorata» della società di rete nazionale o del GRD.

2.4.2. Manovre in caso di emergenza

- (1) Le disposizioni del capitolo 2.4 non pregiudicano il diritto e il dovere di ciascun organismo autorizzato a effettuare manovre a prendere immediatamente, in caso di emergenza, le misure necessarie per prevenire pericoli immediati per persone e cose. La società di rete nazionale e gli altri attori interessati devono essere immediatamente informati dell'adozione di dette misure.



2.5. Gestione delle congestioni

- (1) La gestione delle congestioni serve a individuare le congestioni imminenti nella RT (in particolare la mancata conformità al criterio di sicurezza (n-1)), a prevenirle e a eliminarle in caso che avvengano.
- (2) La società di rete nazionale e i GRD sono tenuti a tenersi reciprocamente informati sulle congestioni strutturali che dovessero eventualmente individuare nelle rispettive «Reti proprie».
- (3) La società di rete nazionale determina con regolarità le capacità di trasporto disponibili per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica sulla base della disponibilità degli impianti nonché delle immissioni e dei consumi finali previsti nella rete interconnessa dell'Europa continentale. La capacità di trasporto disponibile è stabilita d'intesa con i GRTE secondo le regole concordate sul piano internazionale. La capacità di trasporto disponibile viene progressivamente assegnata agli attori di mercato sulla base di procedure basate sul mercato (cfr. capitolo 3.2).
- (4) Qualora la misura preventiva di cui al punto (3) non fosse sufficiente per eliminare la congestione, la società di rete nazionale procederà con l'adozione delle misure descritte al capitolo 5.3.3.

2.6. Requisiti imposti ai GCE, ai GRD e agli RGB relativamente al controllo della produzione e del consumo finale in caso di cambiamento dei programmi previsionali

- (1) Qualsiasi cambiamento di programma previsionale deve avvenire in maniera lineare nell'arco di 10 minuti, e cominciare 5 minuti prima del cambiamento stesso.
- (2) Per evitare un inutile ricorso alla potenza di regolazione, i GCE sono tenuti a rispettare le disposizioni di cui al punto (1) nell'attuazione dei loro programmi previsionali della produzione.
- (3) Per evitare variazioni eccessivamente brusche del carico, i GRD devono scaglionare i distacchi o i collegamenti programmati delle utenze finali in maniera da ottenere, alla fine, una variazione più o meno lineare del consumo finale nell'arco di tempo indicato al punto (1).
- (4) È consentito deviare da quanto riportato ai punti (2) e (3) solo se il cambiamento che ne risulta dei programmi previsionali del corrispondente gruppo di bilancio segue l'andamento lineare richiesto. Così facendo il comportamento dei gruppi di bilancio corrisponde anch'esso all'andamento lineare richiesto al punto (1).

2.7. Obblighi di informazione

2.7.1. Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli altri attori svizzeri

- (1) Per svolgere le numerose procedure di interfacciamento, la società di rete nazionale e gli altri attori svizzeri si scambiano una gran quantità di dati di base, dati previsionali, dati relativi al programma previsionale e dati in tempo reale. Per essere idonei a soddisfare le esigenze, la forma, il contenuto, la frequenza, ecc. dello scambio di dati sono definiti nell'ambito di accordi bilaterali. In questi accordi devono altresì essere precisati il grado di riservatezza e i diritti di trasmissione dei dati per scopi operativi. Per scambiarsi i dati, gli attori si sforzano di rispettare standard comuni e formati unificati.
- (2) I dati vengono scambiati, tra le altre cose, anche con le seguenti finalità:
 - a) Area di monitoraggio e modellizzazione della rete: dati di base, dati previsionali per la produzione e il consumo finale, dati in tempo reale
 - b) Gestione dei gruppi di bilancio: dati relativi al programma previsionale
 - c) Prestazioni di servizio relative al sistema: dati relativi alle prove di prequalifica, dati relativi alle offerte, risultati delle gare d'appalto e dati relativi alla fornitura
 - d) Messa in funzione degli impianti (prima messa in funzione e riattivazione dopo un'interruzione del funzionamento): dati relativi alle prove di conformità
 - e) Pianificazione della messa fuori servizio: date



- (3) Se delle procedure dinamiche determinano l'insorgere di problemi sulla rete, prima che si arrivi ai valori limite statici, oltre al calcolo statico della rete la società di rete nazionale deve eseguire anche un calcolo dinamico della rete. Questa norma si applica sia per la pianificazione operativa della rete che per la sua gestione operativa. In questi casi la società di rete nazionale comunica in maniera trasparente i problemi esistenti sulla rete agli attori interessati. Su richiesta della società di rete nazionale, i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT mettono a disposizione i dati necessari (p. es. i parametri dei generatori per le centrali elettriche esistenti, se tali registrazioni sono disponibili).

2.7.2. Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli attori esteri

- (1) Nel quadro dei calcoli relativi alla pianificazione operativa della rete e alla sicurezza della rete a livello internazionale nonché della creazione del Common Grid Model, la società di rete nazionale, i GRTE e gli RSC si scambiano i parametri necessari relativi agli elementi di rete, i dati sulla disponibilità prevista e i dati in tempo reale. Nel caso in cui per i processi internazionali siano necessari dati di terzi, la società di rete nazionale provvede a fornirli e contemporaneamente a informare i terzi al riguardo.
- (2) La società di rete nazionale è tenuta a informare i GRTE e gli RSC in merito allo stato della rete o alla presenza di una situazione critica della RT avvalendosi di un sistema comune per lo scambio di informazioni in tempo reale.
- (3) La società di rete nazionale, prima di adottare misure operative che hanno conseguenze a livello transfrontaliero, è tenuta a coordinarsi con i GRTE interessati (armonizzazione della capacità di trasporto transfrontaliero disponibile, dei programmi previsionali comunicati dagli RGB, misure topologiche, redispach/countertrade, ecc.).
- (4) La società di rete nazionale si accorda con i GRTE sui valori limite di sicurezza operativi rilevanti.
- (5) La società di rete nazionale redige i rapporti riguardanti gli eventi e le perturbazioni che si verificano nella RT svizzera attenendosi alle prescrizioni dettate dall'ENTSO-E e/o dagli RSC. La società di rete nazionale inoltre fa un'analisi delle perturbazioni che si verificano nella sua «Rete propria» o partecipa alle analisi delle perturbazioni che riguardano la sua «Rete propria».

2.8. Formazione, addestramento e certificazione

- (1) Il personale della società di rete nazionale che esercisce la RT in tempo reale e ne garantisce il buon funzionamento 24 ore su 24, per poter eseguire in maniera professionale le proprie mansioni, viene opportunamente formato e certificato e partecipa a regolari sessioni di addestramento e aggiornamento (la certificazione deve essere rinnovata ogni 5 anni). Il programma di formazione e di addestramento verte su conoscenze di base su tecnica e mercato, processi operativi in vigore, protezione delle persone e sicurezza operativa, gestione dello stress e collaborazione e coordinamento con GRTE, GRD e GCE. L'addestramento viene fatto «on the job» presso il centro di comando sotto la supervisione di collaboratori esperti, partecipando a corsi interni e presso un Centro di Simulazione gestito dalla società di rete nazionale o da enti esterni specializzati sulla base di scenari operativi reali. Al personale vengono inoltre impartite lezioni di lingue, affinché sia in grado di comunicare in qualsiasi momento con altri centri di comando in inglese e in una delle tre lingue ufficiali in Svizzera (tedesco, francese o italiano).
- (2) I gestori di impianti direttamente allacciati alla RT provvedono alla formazione del personale da loro impiegato presso i centri di comando, al fine di garantire un'esecuzione professionale delle mansioni nell'esercizio dei loro propri impianti e nella collaborazione con la società di rete nazionale. La formazione e il perfezionamento professionale prevedono anche di saper riconoscere quando un impianto o una rete sono in stato di pericolo e di saper risolvere la criticità, oltre che di conoscere i processi di interfacciamento con la società di rete nazionale.
- (3) All'occorrenza, e comunque almeno una volta all'anno, la società di rete nazionale organizza una sessione formativa rivolta al proprio personale impiegato nei centri di comando assieme a quello dei gestori di impianti direttamente allacciati alla RT e dei GRTE confinanti, al fine di approfondire le conoscenze reciproche relative alle particolarità delle reti e degli impianti (for-



mazione su simulatore, scambio di esperienze). Il personale addetto della società di rete nazionale e dei gestori di impianti direttamente allacciati alla RT è inoltre tenuto a partecipare a corsi di formazione e di addestramento come previsto al capitolo 5.6 Corsi di formazione e addestramento sulle situazioni di perturbazione.



3. Scambio di energia e allocazione delle capacità

3.1. Scambio di energia per il tramite dei gruppi di bilancio

3.1.1. Premessa

- (1) Questo capitolo contiene principi generali sullo scambio di energia per il tramite dei gruppi di bilancio (GB).
- (2) La costituzione dei GB e la gestione dei programmi previsionali si basano sulle direttive del Balancing Concept. Tali principi vengono concretizzati nel contratto per i gruppi di bilancio.
- (3) Al fine di garantire lo svolgimento sicuro degli scambi transfrontalieri di energia elettrica, questo capitolo definisce altresì principi generali per la determinazione e l'assegnazione delle capacità di trasmissione transfrontaliere disponibili da parte della società di rete nazionale. Tali principi vengono concretizzati nelle regole di allocazione come pure in eventuali contratti quadro e documenti di attuazione operativi della società di rete nazionale.

3.1.2. Responsabilità

- (1) È in particolare responsabilità della società di rete nazionale:
 - a) verificare l'ammissibilità di attori di mercato quali RGB nonché tenere il registro dei GB,
 - b) verificare, confermare ed eventualmente adeguare o rigettare i programmi previsionali notificati,
 - c) armonizzare i programmi previsionali transfrontalieri con i GRTE,
 - d) determinare, assegnare e verificare le capacità della RT disponibili per lo scambio commerciale di elettricità.
- (2) È responsabilità degli RGB garantire il rispetto delle norme, delle disposizioni e dei principi stabiliti dal contratto per i gruppi di bilancio.

3.1.3. Principi relativi allo scambio di energia tra gruppi di bilancio

- (1) La società di rete nazionale garantisce a tutti gli attori di mercato un utilizzo trasparente e non discriminatorio della RT.
- (2) Lo scambio tra diversi GB e con attori di mercato esteri è possibile esclusivamente sulla base di programmi previsionali.
- (3) Tipi di scambi di programmi previsionali:
 - a) tra diversi GB all'interno della Svizzera,
 - b) oltre i confini della zona di regolazione tra un GB in Svizzera e un attore di un Paese limitrofo abilitato al rilascio di programmi previsionali.
- (4) Il presupposto per lo scambio di energia elettrica con l'estero oltre i confini della zona di regolazione è essenzialmente l'esistenza di sufficienti diritti di capacità. Per maggiori dettagli in proposito si vedano le regole di allocazione (cfr. capitolo 3.2).
- (5) Presupposto per accedere al mercato dell'elettricità è disporre di un proprio gruppo di bilancio o l'esistenza di un accordo contrattuale tra l'attore di mercato interessato e un RGB autorizzato dalla società di rete nazionale.
- (6) Ulteriori disposizioni si possono ricavare dai documenti del settore MMEE-CH, dal Balancing Concept nonché dalle regole d'asta per le allocazioni delle capacità ai confini svizzeri, dal contratto per i gruppi di bilancio e da altri accordi esistenti tra gli attori interessati.



3.2. Determinazione e assegnazione di diritti di capacità per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica

- (1) Le capacità di rete disponibili concordate con i GRTE (cfr. capitolo 2.5) sono pubblicate in Internet, separatamente per ogni confine e per ogni direzione.
- (2) L'assegnazione di diritti di capacità agli attori di mercato avviene sulla base di procedure conformi al mercato. A tale proposito sono possibili procedure di assegnazione diverse a seconda del confine e/o della direzione e archi temporali diversi (anno, mese, D-1, ID).
- (3) La società di rete nazionale, in accordo con i GRTE, stabilisce nel quadro di regole di allocazione separate per ciascun confine le modalità di svolgimento e le condizioni applicabili a una procedura di assegnazione in linea con quanto riportato al punto (2) e provvede alla loro pubblicazione. L'esecuzione delle procedure di assegnazione può essere affidata anche a un fornitore di servizi esterno.
- (4) In linea di massima, tutti gli RGB abilitati al rilascio di programmi previsionali in Svizzera e nella zona di regolazione estera interessata possono partecipare a una procedura di assegnazione conformemente a quanto riportato al punto (3).
- (5) Nella misura in cui tra la zona di regolazione svizzera e una zona di regolazione limitrofa viene applicata una procedura di assegnazione conforme a quanto riportato al punto (2), la notifica di programmi previsionali transfrontalieri è consentita solo se il RGB dispone di sufficienti diritti di capacità.



4. Prestazioni di servizio relative al sistema

4.1. Aspetti generali

- (1) Le prestazioni di servizio relative al sistema sono uno strumento fondamentale per garantire l'esercizio sicuro dell'intero sistema elettrico. È responsabilità della società di rete nazionale garantire la disponibilità di sufficienti prestazioni di servizio relative al sistema.
- (2) Questo capitolo tratta dell'acquisto delle prestazioni di servizio relative al sistema. Il loro impiego come anche le ulteriori misure adottabili nel caso in cui le prestazioni acquistate non siano sufficienti sono oggetto del capitolo 5.
- (3) Per garantire la disponibilità delle necessarie prestazioni di servizio relative al sistema, la società di rete nazionale ricorre ai servizi o alle offerte di responsabili di prestazioni di servizio relative al sistema (RPSRS) prequalificati. Per quanto riguarda l'energia necessaria a compensare le perdite di potenza attiva, la società di rete nazionale la acquista anche presso la borsa elettrica.
- (4) Per l'acquisto di prestazioni di servizio relative al sistema, il legislatore esige che venga seguita una procedura conforme al mercato, trasparente e non discriminatoria, che consenta un esercizio sicuro della RT a fronte di un impiego efficiente delle risorse necessarie. Questa procedura può essere organizzata anche a livello transfrontaliero.
- (5) Per garantire una gestione affidabile della rete e adempiere ai propri obblighi, la società di rete nazionale provvede a rendere disponibili e a fornire le seguenti prestazioni di servizio relative al sistema in misura sufficiente:
 - a) regolazione primaria («Frequency Containment Reserves (FCR)»),
 - b) regolazione secondaria («Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)»),
 - c) regolazione terziaria («manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)» per la regolazione veloce e «Replacement Reserves (RR)» per la regolazione lenta),
 - d) mantenimento della tensione,
 - e) capacità di avviamento autonomo e capacità di esercizio in isola,
 - f) compensazione delle perdite di potenza.
- (6) Le altre prestazioni di servizio relative al sistema di seguito elencate sono fornite dalla società di rete nazionale o commissionate a terzi:
 - a) coordinamento del sistema,
 - b) gestione del bilancio,
 - c) misurazione operativa sulla RT.

4.2. Requisiti generali per la fornitura di prestazioni di servizio relative al sistema

- (1) Gli RPSRS devono soddisfare i requisiti esposti ai Capitoli da 4.2 a 4.5, ognuno in relazione alle prestazioni di servizio relative al sistema per le quali è prequalificato.
- (2) Per diventare un RPSRS approvato dalla società di rete nazionale, un attore deve soddisfare le condizioni seguenti:
 - a) deve dimostrare di soddisfare le condizioni tecnico-organizzative sottoponendosi a una procedura di prequalifica, e
 - b) deve sottoscrivere il contratto quadro elaborato dalla società di rete nazionale per la fornitura delle corrispondenti prestazioni di servizio relative al sistema.
- (3) Se non diversamente concordato, tutti gli RPSRS devono comunicare alla società di rete nazionale qual è il loro servizio che fungerà da punto di contatto e che dovrà essere raggiungibile 24 ore su 24, 365 giorni all'anno. È responsabilità dell'RPSRS provvedere all'attuazione pratica di tale servizio. La società di rete nazionale comunica a sua volta agli RPSRS qual è il suo



servizio che fungerà da punto di contatto e che sarà raggiungibile 24 ore su 24, 365 giorni all'anno.

- (4) Nei casi in cui la disponibilità pattuita delle prestazioni di servizio relative al sistema non è più garantita o la qualità di fornitura è limitata, gli RPSRS devono informare immediatamente la società di rete nazionale in merito alla causa e alla durata di tali limitazioni.
- (5) Per rendere disponibili e fornire le prestazioni di servizio relative al sistema necessarie, la società di rete nazionale può concordare per iscritto con gli RPSRS condizioni tecnico-organizzative che vanno al di là di quanto riportato al punto (2).
- (6) I mandati relativi alla fornitura di prestazioni di servizio relative al sistema vengono conferiti sulla base di una procedura conforme al mercato, trasparente e non discriminatoria.
- (7) Se ricorrendo alla procedura prevista non riesce ad acquistare prestazioni di servizio relative al sistema in misura sufficiente, la società di rete nazionale ha la facoltà di esigerne la fornitura da parte di attori qualificati, tenendo conto della disponibilità degli impianti e della pianificazione della messa fuori servizio.
- (8) Al momento dell'acquisto di prestazioni di servizio relative al sistema, la società di rete nazionale tiene conto del fatto che la fornitura delle stesse deve essere possibile in qualsiasi momento. A questo proposito, la società di rete nazionale deve in particolare assicurarsi che la trasmissione della necessaria potenza di regolazione primaria, secondaria e terziaria non pregiudichi la sicurezza della trasmissione del carico massimo previsto per la rete.
- (9) Gli RPSRS devono fornire alla società di rete nazionale le informazioni atte a comprovare le prestazioni effettivamente fornite e a effettuare i conteggi al riguardo.

4.3. Requisiti per la fornitura di energia di regolazione primaria, secondaria e terziaria

4.3.1. Aspetti generali

- (1) Le seguenti disposizioni valgono per gli RPSRS che partecipano alla fornitura di potenza di regolazione primaria, secondaria o terziaria.
- (2) I requisiti tecnici minimi per gli RPSRS che partecipano alla fornitura di potenza di regolazione primaria, secondaria o terziaria sono specificati nella documentazione di prequalifica. Gli RPSRS sono tenuti a trasmettere per iscritto alla società di rete nazionale i dati ivi definiti.
- (3) Gli impianti prequalificati per la fornitura di regolazione primaria, secondaria o terziaria possono essere raggruppati in un portafoglio e partecipare così alla fornitura.
- (4) Per quanto riguarda la fornitura di regolazione primaria, secondaria e terziaria i documenti rilevanti sono i seguenti:
 - a) contratto quadro,
 - b) requisiti di prequalifica,
 - c) documentazione della gara di appalto.

Questi documenti contengono le indicazioni relative a operatività, parametri tecnici, durata del mandato e disponibilità tecnica. Requisiti particolari sono definiti anche nei Capitoli da 4.3.2 a 4.3.4.

- (5) Per garantire un impiego impeccabile e continuo, gli RPSRS devono trasmettere alla società di rete nazionale i dati relativi al programma previsionale e i valori di misurazione definiti.
- (6) Se il ricorso alla potenza di regolazione approvvigionata in base al mercato come previsto al presente capitolo non è sufficiente per bilanciare la zona di regolazione svizzera, la società di rete nazionale adotterà le misure descritte al capitolo 5.3.3.

4.3.2. Requisiti particolari per i fornitori di regolazione primaria

- (1) Ogni anno l'ENTSO-E stabilisce quanta deve essere la potenza di regolazione primaria di cui l'Europa continentale deve disporre e su questa base definisce la quota che deve essere messa a disposizione dalla Svizzera e che la società di rete nazionale dovrà approvvigionare.



- (2) I dispositivi tecnici e l'infrastruttura degli impianti che partecipano alla regolazione primaria devono soddisfare le seguenti condizioni:
- a) in presenza di una variazione di frequenza quasi stazionaria di ± 200 mHz la riserva di regolazione primaria richiesta deve
 - essere erogata almeno al 50% dopo 15 secondi e al 100% dopo non più di 30 secondi, e
 - dopo 15 secondi e fino a 30 secondi deve verificarsi un adeguamento lineare della potenza, che deve poi poter essere erogata per almeno 15 minuti.
 - b) in presenza di una variazione di frequenza inferiore a ± 200 mHz la corrispondente riserva di regolazione primaria deve essere erogata almeno proporzionalmente negli stessi intervalli di tempo di cui alla lettera a).
 - c) in presenza di una variazione di frequenza superiore a ± 200 mHz la riserva di potenza ancora a disposizione deve essere erogata proporzionalmente. Non è consentito limitarla artificialmente.
 - d) La zona di insensibilità di una centrale elettrica prequalificata non deve essere superiore a ± 10 mHz.
- (3) L'operatività, la frequenza, la durata del mandato e la disponibilità tecnica risultano dal contratto quadro concernente la fornitura di potenza di regolazione primaria, dai requisiti di prequalifica e dalle condizioni di partecipazione a gare di appalto, oltre che dai risultati della gara di appalto per la fornitura di potenza di regolazione. Questi requisiti possono variare a seconda del tipo di impianto: bisogna vedere se gli impianti possono erogare la potenza di regolazione primaria per un tempo limitato o illimitato.
- (4) L'RPSRS deve dare alla società di rete nazionale la possibilità di rilevare e verificare il comportamento delle unità di produzione e consumo che partecipano alla regolazione primaria in presenza di oscillazioni della frequenza nella rete. All'occorrenza quindi la partecipazione di singoli impianti alla regolazione primaria può essere verificata dalla società di rete nazionale mediante protocolli di misura o prove particolari.

4.3.3. Requisiti particolari per i fornitori di regolazione secondaria

- (1) L'operatività, la frequenza, la durata del mandato, la disponibilità tecnica, la velocità e la periodicità di variazione della potenza e la banda minima di regolazione secondaria risultano dal contratto quadro concernente la fornitura di potenza di regolazione secondaria, dai requisiti di prequalifica e dalle condizioni di partecipazione a gare di appalto nonché dai risultati della gara di appalto per la fornitura di potenza di regolazione o del mercato dell'energia di regolazione.
- (2) L'RPSRS deve dare alla società di rete nazionale la possibilità di rilevare e verificare il comportamento delle unità di produzione e consumo che partecipano alla regolazione secondaria.

4.3.4. Requisiti particolari per i fornitori di regolazione terziaria

- (1) La società di rete nazionale specifica la potenza attiva necessaria per la fornitura di potenza di regolazione terziaria nel momento in cui vi fa ricorso.
- (2) L'operatività, la frequenza, la durata del mandato e la disponibilità tecnica risultano dal contratto quadro concernente la fornitura di potenza di regolazione terziaria, dai requisiti di prequalifica e dalle condizioni di partecipazione a gare di appalto, oltre che dai risultati della gara di appalto per la fornitura di potenza di regolazione o del mercato dell'energia di regolazione.
- (3) L'RPSRS deve dare alla società di rete nazionale la possibilità di rilevare e verificare il comportamento delle unità di produzione e consumo che partecipano alla regolazione terziaria.



4.4. Mantenimento della tensione

4.4.1. Aspetti generali

- (1) La società di rete nazionale, di concerto con i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT, definisce le direttive per il mantenimento della tensione e lo scambio di potenza reattiva nei punti di allacciamento alla RT. Essa coordina inoltre con i GRTE confinanti lo scambio di potenza reattiva ai limiti della zona di regolazione svizzera.
- (2) La società di rete nazionale stabilisce i valori di riferimento della tensione per ciascun intervallo di tempo per i punti di allacciamento alla RT.
- (3) I gestori di impianti direttamente allacciati alla RT devono dare alla società di rete nazionale la possibilità di rilevare e verificare lo scambio di potenza reattiva nel caso in cui la società di rete nazionale non sia già proprietaria del corrispondente impianto di misurazione.
- (4) La società di rete nazionale definisce contrattualmente le disposizioni concernenti il mantenimento della tensione con il gestore degli impianti direttamente allacciati alla RT.
- (5) Se le misure di mantenimento della tensione descritte nel presente capitolo non sono sufficienti a mantenere la tensione entro i limiti operativi, la società di rete nazionale adotterà le misure descritte al capitolo 5.3.2.

4.4.2. Requisiti generali per il mantenimento della tensione

- (1) La società di rete nazionale definisce i servizi relativi al mantenimento della tensione. Si tratta del mantenimento attivo, semi-attivo e sovraobbligatorio della tensione.
- (2) I GCE allacciati alla RT devono partecipare al mantenimento attivo della tensione.
- (3) Tutti gli altri gestori di impianti direttamente allacciati alla RT devono partecipare al mantenimento semi-attivo della tensione mentre possono partecipare al mantenimento attivo della tensione su base volontaria.
- (4) Tutti coloro che partecipano al mantenimento attivo della tensione possono, se lo desiderano, fornire potenza reattiva sovraobbligatoria.

4.4.3. Requisiti speciali per il mantenimento attivo della tensione

- (1) Coloro che partecipano al mantenimento attivo della tensione sono tenuti a dimostrare, partecipando a una procedura di prequalifica, di avere le competenze tecniche necessarie per rispettare le direttive della società di rete nazionale concernenti lo scambio di potenza reattiva.
- (2) Coloro che partecipano al mantenimento attivo della tensione devono regolare lo scambio di potenza reattiva in maniera che la tensione effettiva nei punti di allacciamento alla rete di trasmissione segua i valori della tensione nominale prestabilita dalla società di rete nazionale in conformità con il piano per la tensione.
- (3) Coloro che partecipano al mantenimento attivo della tensione devono mettere a disposizione della società di rete nazionale i dati operativi relativi ai loro impianti (tra questi anche il diagramma della potenza attiva e della potenza reattiva).
- (4) Le condizioni tecniche, operative e organizzative si possono evincere dai regolamenti contrattuali concernenti il mantenimento della tensione e dai requisiti di prequalifica.
- (5) Per poter fornire una potenza reattiva che sia regolabile in continuo mediante regolazione della tensione, i dispositivi tecnici e l'infrastruttura degli attori partecipanti devono soddisfare le seguenti condizioni nel punto di allacciamento alla RT:
 - a) gli impianti di coloro che partecipano al mantenimento attivo della tensione devono essere in grado di operare in una banda di tensione compresa tra il 90% e il 110% della tensione nominale di esercizio (i generatori possono eventualmente rispettare questo requisito in combinazione con il trasformatore),



- b) alla potenza attiva nominale e alla tensione nominale gli impianti devono poter funzionare in maniera duratura almeno nella seguente banda: fattore di potenza da $\cos \varphi+ = 0.925$ sovraeccitato a $\cos \varphi- = 0.950$ sottoeccitato.
- (6) Tutti coloro che partecipano al mantenimento attivo della tensione devono essere nella condizione operativa di poter fornire la potenza reattiva disponibile nell'arco di pochi minuti a parità di fornitura di potenza attiva.

4.4.4. Requisiti speciali per il mantenimento semi-attivo della tensione

- (1) Coloro che partecipano al mantenimento semi-attivo della tensione devono, per quanto possibile, regolare lo scambio di potenza reattiva in maniera che la tensione effettiva nel punto di allacciamento alla rete di trasmissione segua i valori della tensione nominale prestabilita dalla società di rete nazionale in conformità con il piano per la tensione.
- (2) Coloro che partecipano al mantenimento semi-attivo della tensione possono, se lo desiderano e previo esito positivo della procedura di prequalifica, passare al mantenimento attivo della tensione.

4.4.5. Requisiti speciali per il mantenimento sovraobbligatorio della tensione

- (1) Le condizioni tecniche, operative e organizzative per la riserva sovraobbligatoria di potenza reattiva vengono definite di comune accordo tra la società di rete nazionale e l'attore partecipante al mantenimento sovraobbligatorio della tensione sulla base di un contratto standard.
- (2) Coloro che partecipano al mantenimento sovraobbligatorio della tensione comunicheranno alla società di rete nazionale i limiti della potenza reattiva tecnicamente disponibile per tutti gli impianti che intervengono nel mantenimento della tensione.

4.5. Capacità di avviamento autonomo e capacità di esercizio in isola

- (1) Per il ripristino della rete (stato di ripristino della rete: ritorno della rete al suo stato normale dopo essersi trovata in uno stato di emergenza o di blackout) la società di rete nazionale deve poter contare su delle cellule di ripristino della rete.
- (2) I requisiti che deve avere una cellula di ripristino della rete sono i seguenti:
 - a) deve contenere almeno una centrale elettrica capace di avviarsi autonomamente,
 - b) deve disporre di una o più centrali elettriche capaci di essere esercite in isola,
 - c) le centrali elettriche della cellula di ripristino della rete devono disporre di un accesso alla RT,
 - d) deve disporre di una massa inerziale di rotazione sufficientemente grande,
 - e) deve disporre di utenze finali allacciabili in proporzione adeguata alla potenza della massa inerziale di rotazione,
 - f) deve poter essere esercita in isola almeno per un periodo di tempo definito,
 - g) deve essere in grado di elaborare un segnale di regolazione diretto proveniente dal regolatore di rete,
 - h) deve essere in grado, su richiesta della società di rete nazionale, di sincronizzarsi con altre reti o reti separate,
 - i) deve eseguire e documentare le prove contrattualmente concordate,
 - j) è tenuta a coordinare gli interventi programmati di messa fuori servizio dei suoi impianti e delle sue centrali elettriche rilevanti con altre cellule di ripristino della rete e con la società di rete nazionale.
- (3) Le centrali elettriche capaci di avviarsi autonomamente presentano le seguenti caratteristiche:
 - a) la capacità di passare a una produzione a copertura unicamente del fabbisogno proprio, per poter successivamente fornire potenza attiva (solo per le centrali termoelettriche),



- b) la capacità di mantenere una rete in isola per un periodo di tempo prolungato con regolazione della tensione e della frequenza (capacità di esercizio in isola),
 - c) la capacità di avviarsi autonomamente senza tensione esterna della rete (capacità di avviamento autonomo),
 - d) le centrali elettriche capaci di avviarsi autonomamente sono dotate di un dispositivo di sincronizzazione che consente l'allacciamento a una rete separata priva di tensione.
- (4) La società di rete nazionale può costringere le cellule di ripristino della rete a modificare la loro pianificazione della messa fuori servizio.
 - (5) Le regole di dettaglio e la remunerazione delle cellule di ripristino della rete sono definite nell'ambito di un contratto tra la società di rete nazionale e gli RPSRS interessati.
 - (6) L'RPSRS deve dare alla società di rete nazionale la possibilità di rilevare e verificare la fornitura delle prestazioni.
 - (7) Le procedure operative riguardanti il ripristino della rete sono descritte al capitolo 5.4.



5. Misure inerenti l'esercizio della rete di trasmissione e la gestione delle perturbazioni

5.1. Aspetti generali

- (1) La responsabilità per l'esercizio della RT e la gestione delle perturbazioni sulla RT è della società di rete nazionale. In questo contesto, alla società di rete nazionale competono i diritti d'impartire ordini definiti al capitolo 2.1.3.
- (2) Nel presente capitolo ci occupiamo delle misure, delle responsabilità e dei ruoli necessari a mantenere lo stato normale della rete. Ci occupiamo inoltre del ripristino dello stato normale della rete in seguito a uno stato di rete in pericolo o perturbato. Nell'adottare misure in virtù dei propri diritti d'impartire ordini, la società di rete nazionale si attiene al principio secondo cui tali misure devono ripercuotersi il meno possibile sugli altri attori.
- (3) Nel quadro del TC una perturbazione è un evento che causa un passaggio involontario della rete dallo stato normale a uno stato di pericolo o perturbato. La perturbazione può avere molteplici cause: può essere dovuta a fattori ambientali, a problemi tecnici o a un errore umano.
- (4) Nel momento in cui subentra uno stato di emergenza o di blackout, la società di rete nazionale, in linea con il concetto di ripristino della rete, segnala il verificarsi di una «perturbazione di portata nazionale» o di una «perturbazione regionale» in un'area geografica limitata (cfr. capitolo 5.4) e, una volta che il problema è risolto, ne dichiara la fine.
- (5) I presupposti e le condizioni per l'adozione delle misure da parte della società di rete nazionale sono definiti nel TC e/o nei contratti corrispondenti. In particolare nei contratti viene definito chi si fa carico dei costi e quale deve essere la remunerazione.

5.2. Responsabilità in caso di perturbazione

5.2.1. Aspetti generali

- (1) Nel caso in cui si verifichi una perturbazione tale da impattare sulla RT la società di rete nazionale e i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT e alla RD¹⁰ devono immediatamente adottare tutte le misure tecnicamente necessarie ed economicamente opportune per ripristinare lo stato normale della rete.

Ciò significa:

- a) identificare: identificare e localizzare prontamente le perturbazioni,
 - b) limitare: limitare le perturbazioni e minimizzarne l'estensione,
 - c) informare: tempestivo scambio reciproco di informazioni con gli attori interessati,
 - d) eliminare: eliminare in modo rapido e sicuro le perturbazioni nei settori della rete interessati,
 - e) documentare: analizzare la perturbazione, determinarne le cause e trarre le debite conclusioni coinvolgendo anche gli attori interessati.
- (2) La società di rete nazionale dispone di pacchetti di misure (piano di protezione del sistema e concetto di ripristino della rete) che descrivono o elencano le procedure di gestione delle perturbazioni previste e alle quali fanno riferimento. Queste misure, previste in anticipo, sono state concordate con gli attori interessati e sono testate su base regolare.
 - (3) Nel momento in cui si verifica una perturbazione sulla RT, la società di rete nazionale comincia innanzitutto col mettere in atto le misure già previste e concordate.
 - (4) Nel caso in cui queste dovessero rivelarsi insufficienti, la società di rete nazionale dichiara una situazione critica della rete e provvede ad adottare misure supplementari, possibilmente concordandole con gli attori interessati.

¹⁰ Anche i gestori di impianti che non sono direttamente allacciati alla RT possono avere un ruolo importante nella gestione di talune piuttosto che di altre perturbazioni; è per questo che vengono citati anche loro.



5.2.2. Compiti della società di rete nazionale in presenza di una perturbazione

- (1) In presenza di una perturbazione segnalata da altri o da essa stessa identificata, la società di rete nazionale procede a una prima valutazione della situazione coinvolgendo in questa attività anche gli attori interessati. La società di rete nazionale decide quindi quale sia lo stato in cui versa la rete e se si è in presenza di una situazione critica della rete (cfr. capitolo 2.1.2) o addirittura di una perturbazione di portata nazionale.
- (2) Se lo stato della rete è perturbato, il gestore di perturbazioni della società di rete nazionale è tenuto a farsi carico delle seguenti attività:
 - a) informare tutti gli attori interessati (GRTE/RSC, gestore di impianti direttamente allacciati alla RT) del verificarsi di una perturbazione. Questo consente ai gestori di impianti direttamente allacciati alla RT eventualmente non ancora interessati di avere il tempo sufficiente per adottare a loro volta misure preventive atte a evitare che la perturbazione possa estendersi. A seconda del tipo di perturbazione, vengono informati anche i gestori di impianti allacciati alla RD e gli attori di mercato.
 - b) definire la strategia finalizzata all'eliminazione di una perturbazione e alla riattivazione degli elementi di rete guasti rispettivamente al ripristino della rete,
 - c) coordinarsi con i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT e indicare loro le misure da adottare,
 - d) il gestore di perturbazioni tiene aggiornati gli attori interessati sull'evoluzione della perturbazione e li informa quando questa è stata risolta.
- (3) La società di rete nazionale può invitare i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT a nominare i gestori regionali di perturbazioni sottoposti al gestore di perturbazioni della società di rete nazionale e che con lui collaborano. La società di rete nazionale ha la facoltà di delegare specifici diritti e doveri ai gestori regionali di perturbazioni.
- (4) Nei casi più gravi, p. es. nel caso di una perturbazione di portata nazionale, dopo un disinserimento automatico del carico per sottofrequenza, un disinserimento manuale del carico o limitazioni degli attori di mercato, la società di rete nazionale, i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT e le autorità stabiliscono di comune accordo quale livello di comunicazione tenere.

5.2.3. Compiti dei gestori di impianti direttamente allacciati alla RT in presenza di una perturbazione

- (1) Nel caso in cui si verificano delle perturbazioni, i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT hanno l'obbligo di farsi carico delle seguenti attività:
 - a) segnalare immediatamente alla società di rete nazionale le perturbazioni suscettibili di compromettere l'esercizio sicuro della RT (rientrano tra queste le perturbazioni che si verificano sugli impianti che fanno parte della «Rete di terzi monitorata» della società di rete nazionale). La segnalazione deve contenere indicazioni sulla causa e la durata prevista della perturbazione e, se note, informazioni sulle possibili ripercussioni su altri impianti,
 - b) supportare la società di rete nazionale nel determinare la strategia e definire le misure necessarie per eliminare la perturbazione,
 - c) mettere in atto le misure indicate dalla società di rete nazionale (nel rispetto dei diritti d'impartire ordini di cui al capitolo 2.1.3),
 - d) coordinare le misure con gli S-GCE e gli S-GIC allacciati alla RD.

5.3. Misure per il mantenimento e il ripristino dello stato normale della rete

- (1) Nei sottocapitoli che seguono sono descritti i diversi pacchetti di misure da adottare a seconda delle cause (elenco non esaustivo, cfr. figura 9). In linea di principio, le misure vengono concordate e coordinate. Sono previste due categorie di misure, quelle che possono essere adottate senza che da parte della società di rete nazionale venga dichiarata la situazione critica della rete e quelle che possono essere messe in atto solo previa dichiarazione di una situazione critica della rete (cfr. capitolo 2.1.2).



	Mantenimento della frequenza	Mantenimento della tensione	Gestione delle congestioni
Misure	Regolazione primaria, secondaria e terziaria	Impiego di bobine di reattanza, impianti di compensazione, misure topologiche, gradini del graduatore del trasformatore	Allarmi congestioni CH
	Ricorso al MEAS e alla riserva d'emergenza dei GRTE	Modifica del piano di tensione	Nuovo calcolo NTC, adeguamento ATC
	Misure coordinate dei GRT (procedura 50/100mHz)	Attivazione della potenza reattiva sovraobbligatoria	Arresto dell'assegnazione delle capacità D-1 e intragiornaliera
		Attivazione redispatch	Attivazione di misure topologiche, redispatch e countertrade
Misure supplementari in presenza di una situazione critica della rete	Intervento nell'impiego di centrali elettriche connesse alla RT	Disinserimento manuale del carico	Intervento nell'impiego di centrali elettriche connesse alla RT
	Disinserimento automatico del carico per sottofrequenza		Cessazione immediata degli interventi di messa fuori servizio
			Riduzione di diritti di capacità accordati
			Disinserimento manuale del carico

Figura 9: Panoramica delle misure (non esaustiva)

- (2) Le misure devono essere definite sulla base di principi trasparenti e non discriminatori.
- (3) La società di rete nazionale basa la scelta delle misure più idonee sui criteri seguenti:
 - a) evitare qualsiasi rischio per le persone e gli impianti,
 - b) mettere in atto misure che per quanto possibile non determinino un superamento dei valori limite,
 - c) mettere in atto misure che si ripercuotano il meno possibile sugli attori interessati,
 - d) valutare i rischi e le conseguenze che potrebbero derivare dall'attuazione delle diverse possibili opzioni di intervento, p. es.
 - rischio di avarie o corto circuiti durante o a seguito dell'esecuzione di modifiche topologiche,
 - rischio di indisponibilità degli impianti di produzione o di consumo di corrente elettrica in conseguenza di modifiche apportate alla potenza attiva o alla potenza reattiva, e
 - rischio di perturbazioni nel funzionamento degli impianti.
- (4) La messa in atto delle misure imposte dalla società di rete nazionale è prioritaria, salvo che questo non determini l'impossibilità di fornire le prestazioni di servizio relative al sistema o di rispettare altri obblighi contrattuali pattuiti con la società di rete nazionale.

5.3.1. Misure in funzione della frequenza

- (1) All'interno della rete europea interconnessa, il bilancio del sistema è generalmente assicurato dal mantenimento dell'equilibrio della potenza di ogni zona di regolazione. Il bilancio del sistema può essere messo a rischio da:
 - a) una produzione o un consumo finale divergenti dalle previsioni,
 - b) un programma previsionale errato,
 - c) una perdita di produzione o di utenze finali,
 - d) ostacoli allo scambio transfrontaliero,
 - e) collasso delle operazioni di interconnessione.
- (2) Nel caso di una prolungata sottofrequenza non controllabile con il consueto impiego di energia di regolazione la società di rete nazionale e i GRD adottano misure atte a normalizzare la frequenza di rete. I gestori di rete si assicurano che:



- a) gli accumulatori passino automaticamente in modalità produzione o, se non possono passare in modalità produzione entro un lasso di tempo stabilito dalla società di rete nazionale, si scolleghino dalla rete,
 - b) le utenze finali possano essere scollegate o i produttori attivati sulla base di un contratto.
- (3) La società di rete nazionale e i GRD si assicurano che sia disponibile uno scarico automatico, utilizzabile e scaglionato, della frequenza.
- (4) Dopo ogni evento, la società di rete nazionale analizza e documenta l'efficacia sia del disinserimento automatico del carico per sottofrequenza che delle misure di prevenzione di cui al punto (2). Analoga documentazione deve esserle inviata anche dai GRD. All'occorrenza, se i risultati dell'analisi lo giustificano, e previo accordo con gli attori, le procedure e le misure vengono modificate.
- (5) I requisiti tecnici relativi ai dispositivi di scollegamento automatico delle centrali elettriche dalla rete e le frequenze limite sono descritti nel capitolo 6.
- (6) La società di rete nazionale definisce i requisiti tecnici e operativi per il mantenimento della frequenza e della tensione in presenza di uno stato di rete perturbato nella zona di regolazione svizzera cui le centrali elettriche devono attenersi sia in caso di funzionamento sincrono alla rete che di funzionamento in isola. Gli S-GCE allacciati alla RT e (se contrattualmente stabilito) gli S-GCE allacciati alla RD sono tenuti a impostare i regolatori delle centrali elettriche secondo queste direttive.

Misure in assenza di una situazione critica della rete:

- (7) In linea di principio, le variazioni di frequenza vengono controllate tramite la regolazione primaria, secondaria e terziaria. Qualora la regolazione secondaria e quella terziaria completamente attivate dalla società di rete nazionale non fossero sufficienti a bilanciare la zona di regolazione svizzera, si procederà all'attivazione dei contratti relativi alle riserve di emergenza che la società di rete nazionale ha sottoscritto con i GRTE confinanti.
- (8) Qualora le eventuali variazioni di frequenza dovessero protrarsi a lungo, i GRT europei adotteranno contromisure coordinate.

Misure in presenza di una situazione critica della rete:

- (9) La società di rete nazionale ha la possibilità di variare l'immissione di elettricità nella RT imponendo agli S-GCE allacciati alla RT di modificare la produzione o l'esercizio delle pompe.
- (10) Il disinserimento automatico del carico per sottofrequenza disconnette così, in funzione della frequenza di rete, le utenze finali in maniera scaglionata, stabilizzando la rete e garantendo l'approvvigionamento delle utenze finali ancora alimentate. Dopo questo evento, la società di rete nazionale dichiara la situazione critica della rete. La rimessa in funzione dopo un disinserimento automatico del carico per sottofrequenza o il ritorno all'esercizio previsto delle centrali elettriche, degli accumulatori o delle pompe e delle utenze finali deve essere coordinato con tutti gli attori partecipanti e concordato con la società di rete nazionale.

5.3.2. Misure in funzione della tensione

- (1) Per poter far fronte alle perturbazioni suscettibili di verificarsi in seguito a un persistente superamento dei valori limite di tensione, la società di rete nazionale è tenuta a definire in via preventiva e di concerto con i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT delle norme sulle misure di mantenimento della tensione e a imporle mediante la sottoscrizione di un contratto (cfr. capitolo 4.4).

Misure in assenza di una situazione critica della rete:

- (2) In caso di superamento dei valori di tensione, la società di rete nazionale adotta le seguenti misure:
- a) dispone la regolazione delle bobine di reattanza e degli impianti di compensazione, l'adozione di misure topologiche e la variazione della posizione dei commutatori dei trasformatori nonché la disconnessione delle linee che funzionano a vuoto,
 - b) dispone la modifica del piano per la tensione (cfr. capitolo 4.4.3),



- c) invia le direttive sulla fornitura di potenza reattiva ai partecipanti al mantenimento sovraobbligatorio della tensione (cfr. capitolo 4.4.4),
- d) dispone l'utilizzo del redispatch,
- e) i GRD direttamente allacciati alla RT si assicurano che, prima di reinserire i trasformatori che collegano la RT alla RD, i commutatori a gradini sotto carico vengano reimpostati su valori capaci di garantire una differenza minima di tensione o almeno equivalenti a quelli impostati prima della messa fuori servizio o del guasto.

Misure in presenza di una situazione critica della rete:

- (3) Nel caso si verifichi un collasso della tensione deve essere bloccata la regolazione automatica dei graduatori dei trasformatori. La società di rete nazionale stabilisce il metodo di blocco (a distanza o in loco), il valore soglia di tensione, la direzione di flusso della potenza reattiva, ecc.
- (4) Come misura di ultima istanza, per salvaguardare la rete locale, può disporre il disinserimento manuale del carico. A quest'ultima misura è consentito ricorrere solo se serve a evitare l'estendersi della perturbazione e quindi un danno ancora maggiore. I dettagli in proposito sono definiti in una raccomandazione di settore dell'AES.

Ingerenza nelle attività del mercato

- (5) Il punto 5.3.2 (4) rappresenta un'ingerenza indiretta nelle attività del mercato. La società di rete nazionale dà comunicazione dell'inizio e della fine del disinserimento manuale del carico.

5.3.3. Misure per la riduzione delle congestioni

- (1) Adottando le seguenti misure di prevenzione, la società di rete nazionale punta a evitare le congestioni:
 - a) interventi coordinati di messa fuori servizio,
 - b) gestione transfrontaliera delle congestioni (cfr. Capitoli 2.5 e 3.2),
 - c) allarmi nazionali per congestione o limitazioni della potenza (indicazione dei limiti regionali massimi per l'immissione nella e il prelievo dalla RT),
 - d) predisposizione e chiarimento di misure topologiche.

Misure in assenza di una situazione critica della rete:

- (2) La società di rete nazionale fa fronte alle congestioni nella RT adottando le seguenti misure operative:
 - a) misure di decongestionamento (misure topologiche, redispatch e countertrade),
 - b) ricalcolo della capacità intragiornaliera (NTC) e adeguamento della capacità di trasporto transfrontaliero (ATC) ancora disponibile,
 - c) sospensione dell'assegnazione delle capacità day ahead e intragiornaliere in direzione della congestione,
 - d) misure transfrontaliere comuni di salvaguardia della rete con i GRTE (procedure di emergenza, misure topologiche, intervento nei piani di esercizio delle centrali elettriche all'estero, utilizzo delle riserve di regolazione).

Il S-GCE è tenuto a informare la società di rete nazionale, fornendo le debite motivazioni, in merito alle eventuali restrizioni alla disponibilità della centrale elettrica all'adozione delle misure di decongestionamento. La società di rete nazionale tiene conto di tali restrizioni nel quadro dell'esercizio e all'occorrenza le regolamenta contrattualmente.

Misure in presenza di una situazione critica della rete:

- (3) Adottando le seguenti misure, la società di rete nazionale ha la possibilità di intervenire nel piano di esercizio delle centrali elettriche, nei piani di messa fuori servizio e nei diritti di capacità:
 - a) emanando istruzioni di adeguamento del funzionamento delle centrali elettriche e delle pompe degli S-GCE direttamente allacciati alla RT,



- b) disponendo l'interruzione temporanea degli interventi di messa fuori servizio di elementi di rete che fanno parte della «Rete di terzi coordinata» della società di rete nazionale,
- c) disponendo la riduzione dei diritti di capacità già concessi,
- d) come misura di ultima istanza, per salvaguardare la rete locale, può disporre il disinserimento manuale del carico. A quest'ultima misura è consentito ricorrere solo se serve a evitare l'estendersi della perturbazione e quindi un danno ancora maggiore. I dettagli in proposito sono definiti in una raccomandazione di settore dell'AES.

Ingerenza nelle attività del mercato

- (4) I punti 5.3.3 (2) c) e (3) rappresentano un'ingerenza nelle attività del mercato. La società di rete nazionale comunica agli attori di mercato l'interruzione e la ripresa dei processi di mercato rispettivamente la riduzione dei diritti di capacità.

5.3.4. Misure in presenza di un guasto nei sistemi IT

- (1) Qualora si verificasse un guasto nei sistemi IT centrali della società di rete nazionale vengono attivati i piani di emergenza precedentemente definiti e concordati con i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT.
- (2) Se il guasto interessa i sistemi IT e gli strumenti di comunicazione per i processi del mercato, questi devono essere limitati o addirittura interrotti. La società di rete nazionale comunica agli attori di mercato l'interruzione e la ripresa dei processi di mercato.

5.3.5. Distacchi o entrate in servizio temporanei di impianti allacciati alla RT

- (1) La società di rete nazionale può disporre il temporaneo distacco dalla RT di un allacciamento o la sua temporanea entrata in servizio per motivi di forza maggiore, a seguito di eventi straordinari o situazioni di pericolo, perché la rete si trova in una situazione critica o in osservanza di misure disposte dalle autorità competenti.

5.4. Ripristino della rete

- (1) La società di rete nazionale crea, gestisce e pubblica un concetto di ripristino della rete per la RT. Questo concetto, che viene sempre concordato con i gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT e con i GRTE, tiene conto dei requisiti validi per le interfacce. Esso viene sottoposto a revisione ed eventualmente ad aggiornamento ogni volta che se ne ravvede la necessità e comunque almeno due volte all'anno. Le parti interessate dal ripristino della rete vengono opportunamente formate e la formazione viene documentata.
- (2) La società di rete nazionale è responsabile del coordinamento delle misure di ripristino della rete o di ripresa dell'approvvigionamento dopo un esercizio in isola, un disinserimento automatico del carico per sottofrequenza, un disinserimento manuale del carico o una perturbazione di portata nazionale. I gestori degli impianti direttamente allacciati alla RT hanno l'obbligo di seguire le istruzioni della società di rete nazionale e di attuare immediatamente le misure disposte. Ciò significa tra l'altro che l'adozione delle seguenti misure è consentita solo previa approvazione della società di rete nazionale:
 - a) la ripresa dell'approvvigionamento di settori della rete di trasmissione o di gestori di impianti direttamente allacciati alla RT che erano stati disconnessi,
 - b) la ripresa dell'immissione in rete di energia da parte di centrali elettriche che erano state disconnesse.
- (3) Prima di connettersi alla RT, nel loro settore di responsabilità i GRD possono esercire e sviluppare una rete in isola. Previo accordo con la società di rete nazionale, una rete in isola equilibrata può essere sincronizzata con la RT e ad essa allacciata. In assenza di dispositivo di sincronizzazione, un'isola deve dapprima avviarsi in maniera autonoma e solo dopo può essere allacciata alla RT.
- (4) Per il ripristino della rete dopo uno stato di emergenza o di blackout la società di rete nazionale deve garantire la disponibilità di un numero sufficiente di centrali elettriche capaci di avviarsi autonomamente e di essere esercite in isola (cfr. capitolo 4.5).



5.5. Analisi delle perturbazioni

- (1) La società di rete nazionale esegue un'analisi sistematica delle perturbazioni sulla RT, che utilizza poi per preparare delle statistiche della RT. Sulla base dei risultati ottenuti e in collaborazione con gli attori interessati, definisce poi le soluzioni più opportune per lo sviluppo e il miglioramento dei processi esistenti.
- (2) Su richiesta, la società di rete nazionale e i gestori rispettivamente i proprietari degli impianti direttamente allacciati alla RT si scambiano tutte le informazioni necessarie per comprendere le avarie e analizzare le perturbazioni.
- (3) La società di rete nazionale, i gestori e i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT nonché gli altri attori interessati ed eventualmente le autorità provvedono a scambiarsi, tempestivamente e secondo i bisogni, le informazioni relative ai risultati dell'analisi delle perturbazioni.

5.6. Corsi di formazione e addestramento sulle situazioni di perturbazione

- (1) La società di rete nazionale, i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT e gli S-GCE allacciati alla RD sono tenuti a garantire con regolarità al loro personale responsabile della gestione operativa e della gestione delle perturbazioni la formazione e l'addestramento necessari per sapere quali misure adottare in caso di situazioni critiche della rete, esercizio in isola o ripristino dell'approvvigionamento e della rete. Questi corsi di formazione e addestramento servono al personale anche per acquisire competenze comunicative, tecniche e gestionali.

La società di rete nazionale ha la facoltà di definire i requisiti per i contenuti e le misure da approfondire durante l'addestramento ed esigere dagli altri gestori di impianti direttamente allacciati alla RT la prova che il loro personale responsabile della gestione operativa e il loro gestore di perturbazioni hanno partecipato con esito positivo alla formazione e all'addestramento.

- (2) Per garantire una collaborazione efficace, ogni anno la società di rete nazionale organizza assieme agli altri gestori di impianti direttamente allacciati alla RT dei corsi di addestramento e delle esercitazioni sulle misure da adottare in caso di perturbazioni. Per il personale responsabile della gestione operativa e per i gestori di perturbazioni la partecipazione è obbligatoria.



6. Allacciamento alla rete di trasmissione

6.1. Campo d'applicazione

- (1) In linea di principio, le condizioni di allacciamento sono valide per gli allacciamenti alla rete di trasmissione sia nuovi che già esistenti nel corrispondente punto di allacciamento alla rete. Per gli impianti già esistenti si possono fare accordi in deroga, per gli impianti nuovi solo in linea con quanto riportato al capitolo 6.5.2 (7). La sicurezza e la stabilità del sistema non devono essere messe a rischio. I punti da (2) a (4) descrivono le diverse regolamentazioni riguardanti i requisiti per l'allacciamento alla rete di impianti nuovi ed esistenti e per le modifiche agli impianti esistenti.
- (2) Se gli impianti da allacciare alla RT sono nuovi:

I requisiti dei capitoli 6.3-6.6 si applicano ai nuovi impianti da allacciare alla RT. L'impianto è considerato nuovo quando l'autorizzazione rilevante per la costruzione dell'impianto viene rilasciata con efficacia giuridica solo dopo l'entrata in vigore del TC. L'autorizzazione rilevante è quella per gli impianti elettrici da allacciare alla RT.
- (3) Se gli impianti da allacciare alla RT esistono già:

Le deroghe ai requisiti di cui ai capitoli 6.3–6.6 devono essere documentate e comunicate alla società di rete nazionale. La società di rete nazionale verifica successivamente se le deroghe possono comportare un rischio sostanziale per la sicurezza e la stabilità del sistema. In caso affermativo, la società di rete nazionale e il proprietario dell'impianto direttamente allacciato alla RT devono adottare misure adeguate per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema. La società di rete nazionale tiene conto dei tempi necessari e dei costi per l'attuazione. A tale scopo è utile applicare il processo di cui al documento tematico 39 dell'AES «Utilizzo dei codici di rete ENTSO-E in Svizzera».
- (4) Se trattasi di impianti già esistenti e direttamente allacciati alla RT a cui devono essere apportate delle modifiche:

I proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT sono tenuti a comunicare alla società di rete nazionale le modifiche da apportare a un impianto esistente suscettibili di impattare sulle caratteristiche elettriche e dinamiche della rete (con riferimento al punto di allacciamento alla rete). Dopo aver ricevuto la comunicazione delle modifiche, la società di rete nazionale verifica se è necessario adottare misure per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema. Vanno osservati i seguenti principi:

 - a) In caso di ristrutturazione e di ampliamento di parte di un impianto esistente, la parte da ristrutturare e/o da ampliare deve rispettare i requisiti validi in quel momento.
 - b) La semplice sostituzione con componenti dello stesso tipo o tecnicamente equivalenti non richiede l'adozione di misure, purché sia garantito che tale sostituzione non influisce negativamente sul comportamento elettrico e dinamico dell'impianto (con riferimento al punto di allacciamento alla rete). Per contro, ogni componente nuovo, che sostituisce un componente esistente, deve essere di per sé conforme allo stato dell'arte ed essere in grado, in quanto parte dell'impianto, di soddisfare i requisiti validi al momento della sostituzione.
 - c) Per le parti dell'impianto non interessate dalla modifica continuano a valere i requisiti originari.

6.2. Aspetti generali

- (1) Oltre agli aspetti tecnici, operativi e rilevanti ai fini della sicurezza, si devono considerare nella loro globalità anche gli aspetti economici di un allacciamento alla RT. Diventa così possibile una valutazione completa dell'allacciamento.
- (2) I proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT che intendono realizzare un nuovo allacciamento o modificarne uno esistente devono presentare una richiesta alla società di rete nazionale. Qualora venga soppresso un allacciamento esistente, il proprietario dell'impianto invia alla società di rete nazionale una disdetta del contratto di allacciamento alla rete. I documenti necessari per la disdetta sono disponibili sul sito Internet della società di rete nazionale.



- (3) Per ogni nuovo allacciamento alla RT (cfr. capitolo 6.1 punto (2)) e ogni allacciamento alla RT oggetto di sostanziali modifiche (cfr. capitolo 6.1 punto (4) a)) il proprietario dell'impianto deve coinvolgere la società di rete nazionale sin dalla fase di progettazione. Sarà altresì obbligatorio sottoscrivere un contratto di allacciamento alla rete, o modificarlo se già esiste, che contenga le specifiche tecniche, le spiegazioni e la documentazione tecnica nonché la descrizione della limitazione di proprietà. In caso di dismissione/smantellamento dell'allacciamento il contratto di allacciamento alla rete deve essere annullato.

La valutazione di una richiesta di allacciamento si basa in particolare sui criteri seguenti:

- a) garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento o dell'esercizio sicuro della RT, tenendo conto della potenza di allacciamento richiesta, della redditività e dell'efficienza,
- b) garanzia della qualità dell'approvvigionamento (p. es. rispetto delle bande di tensione e di frequenza),
- c) rispetto delle normative di legge, delle disposizioni, dei parametri tecnici e dei requisiti per l'allacciamento,
- d) Ubicazione dell'impianto da allacciare.

Inoltre, nelle considerazioni della società di rete nazionale, fatte di concerto con il proprietario della rete di distribuzione connessa alla RT, confluiscono anche la situazione attuale della rete e il suo attuale stato di sviluppo.

- (4) Durante il processo di allacciamento, il proprietario di impianti che vuole allacciarsi alla RT stabilisce di comune accordo con la società di rete nazionale quale deve essere la potenza massima di allacciamento. Se gli interventi concordati per la creazione di condizioni della RT sufficienti non sono realizzabili prima della data di entrata in servizio concordata, fino al momento della realizzazione degli interventi gli impianti allacciati avranno un accesso alla rete ridotto in base alle condizioni della rete nel punto di allacciamento. L'accesso alla rete delle centrali elettriche esistenti non viene limitato dall'entrata in servizio di una nuova centrale elettrica allacciata. Una centrale elettrica viene considerata già esistente se era già allacciata alla rete nel momento in cui la licenza di costruzione legalmente valida per la nuova centrale elettrica da allacciare è stata concessa. In linea di principio quanto fin qui affermato è valido anche per gli impianti di rete di consumatori finali o reti locali.

Se la situazione della rete lo consente, l'accesso massimo alla rete può essere provvisoriamente richiesto anche durante il periodo che precede la realizzazione degli interventi.

In caso di limitazione necessaria dell'accesso alla rete durante il periodo che precede la realizzazione degli interventi, viene innanzitutto ridotto l'accesso alla rete del nuovo impianto allacciato prima che, in caso di necessità, si attuino gli ulteriori processi di ottimizzazione tecnica e/o economica in conformità con i processi operativi di volta in volta in vigore.

- (5) La realizzazione dell'allacciamento alla RT è di competenza della società di rete nazionale e deve soddisfare quanto più possibile le esigenze del proprietario di impianti allacciati alla RT.
- (6) Un allacciamento alla RT non può essere messo in servizio se le disposizioni tecniche e contrattuali non sono state rispettate (incluse le prove di conformità, cfr. capitolo 6.4). Prima dell'entrata in servizio la società di rete nazionale effettua un collaudo di accettazione dei lavori realizzati e il proprietario dell'impianto provvede a eliminare gli eventuali vizi che, se non eliminati, potrebbero rappresentare una causa di rischio per l'ambiente, l'uomo e gli impianti o portare a conseguenze inammissibili.
- (7) Per ogni allacciamento alla RT il proprietario dell'impianto direttamente allacciato alla RT deve produrre la documentazione tecnica dell'impianto realizzato, come previsto dal contratto di allacciamento alla rete. Questa documentazione deve essere consegnata alla società di rete nazionale prima dell'entrata in servizio. Singoli documenti non direttamente rilevanti per l'esercizio della RT possono anche essere consegnati dopo l'entrata in servizio, previo accordo con la società di rete nazionale.

6.3. Aspetti tecnici

- (1) È responsabilità della società di rete nazionale fornire il campo di allacciamento alla RT.



- (2) La società di rete nazionale definisce l'esecuzione tecnica del campo di allacciamento alla rete che ricade sotto la sua responsabilità, nonché gli apparecchi di misura e controllo, l'ubicazione e il numero dei punti di allacciamento alla rete.
- (3) Se più proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT si collegano a un allacciamento comune, sono tutti congiuntamente responsabili del rispetto dei requisiti tecnici.

6.3.1. Delimitazione e struttura dell'allacciamento alla RT

- (1) La società di rete nazionale stabilisce i requisiti relativi ai seguenti aspetti:
 - a) punto di allacciamento alla rete,
 - b) apparecchi di misura,
 - c) calcolo e realizzazione dell'allacciamento,
 - d) requisiti di costruzione.

Nello stabilire tali requisiti, la società di rete nazionale tiene conto delle condizioni tecniche ed economiche esistenti nel punto di allacciamento alla rete.

Il livello di tensione per un nuovo allacciamento si basa sulla potenza di allacciamento attesa nei 20 anni successivi nel punto di allacciamento alla rete e sui livelli di tensione disponibili in loco. La tabella qui sotto mostra i valori indicativi ai quali, in casi opportunamente giustificati, è possibile derogare.

Tabella 1: Valori indicativi della potenza di allacciamento in funzione del livello di tensione

Rapporto tra potenza di allacciamento e livello di tensione	
Livello di tensione	Potenza di allacciamento
380 kV (RT)	≥ 300 MVA
220 kV (RT)	≥ 150 MVA
Allacciamento alla RD	< 150 MVA

- (2) Ai fini del dimensionamento dell'allacciamento si tiene conto in particolare dei criteri seguenti:
 - a) dati tecnici relativi all'impianto / agli impianti da allacciare,
 - b) l'andamento previsto del consumo finale e delle capacità di produzione,
 - c) l'evoluzione prevista dei consumatori finali direttamente allacciati, e
 - d) i costi di esercizio e di manutenzione previsti.

6.3.2. Requisiti tecnici per gli impianti allacciati alla RT

- (1) Tutti i dispositivi tecnici destinati all'allacciamento di un impianto alla RT devono essere conformi alle regole riconosciute della tecnica e coordinati, dal punto di vista della loro progettazione, con gli altri dispositivi presenti nella RT e con gli impianti del proprietario dell'impianto allacciati alla RT.
- (2) Gli impianti allacciati alla RT devono essere conformi al livello di tensione e di isolamento della RT.
- (3) Tutti i componenti degli impianti devono essere progettati quantomeno in conformità con i valori di corrente e di tensione d'esercizio e con la potenza massima di corto circuito prescritta dalla società di rete nazionale. La potenza di corto circuito massima o minima determinante viene comunicata su richiesta dalla società di rete nazionale per ogni punto di allacciamento alla rete.



- (4) La configurazione del neutro degli impianti allacciati alla RT corrisponde a quella della RT nel punto di allacciamento alla rete. Il proprietario di impianti direttamente allacciati alla RT deve installare dispositivi tecnici idonei a garantire la configurazione del neutro.
- (5) I proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT devono prevedere la presenza di dispositivi che permettono un collegamento sincrono sicuro dei loro impianti alla RT.
- (6) Gli impianti direttamente allacciati alla RT devono essere predisposti per un reinserimento automatico (interruzione di breve durata) nella RT.

6.3.3. Coordinamento tecnico tra i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale

- (1) Con il proprietario di impianti che vuole allacciarsi alla RT la società di rete nazionale definisce almeno i seguenti aspetti:
 - a) disposizioni di sicurezza e autorizzazioni di accesso da adottare nei singoli impianti (servizio di picchetto, organizzazioni di pronto intervento, ecc.) per impiego degli impianti e servizio nella sala di comando,
 - b) interfacce tra gli impianti delle parti contraenti,
 - c) confini di proprietà e diritti di utilizzo,
 - d) estensione e contenuto della documentazione tecnica,
 - e) responsabilità per le attività di costruzione, esercizio, manutenzione, sostituzione e smontaggio,
 - f) Vanno altresì definiti i seguenti aspetti, in funzione delle esigenze:
 - requisiti specifici relativi all'allacciamento,
 - periodo necessario alla realizzazione dell'allacciamento,
 - potenza di allacciamento, potenza di corto circuito nel punto di allacciamento alla rete e potenza di disinserzione minima richiesta dei dispositivi di commutazione,
 - requisiti dell'isolamento (p. es. valori di tensione, scaricatori),
 - banda di tensione, durata ed entità degli scostamenti di breve durata in eccesso o in difetto,
 - dispositivi da prevedere per la protezione, il collegamento in parallelo e la sincronizzazione,
 - configurazione del neutro,
 - dispositivi di misura, conteggio e informatici da prevedere,
 - concetto di protezione e parametrizzazione delle apparecchiature di protezione,
 - regolazione e tecnica di comunicazione,
 - presa in considerazione delle percentuali di corrente continua elevate e ritardate,
 - scambio dei parametri e dei valori di misurazione degli elementi di rete nel punto di allacciamento alla rete.
- (2) Per quanto riguarda l'attribuzione concreta delle responsabilità, il proprietario dell'allacciamento è responsabile della manutenzione degli impianti e dei componenti d'impianto che si trovano sotto la sua responsabilità.
- (3) I proprietari degli impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale si scambiano tempestivamente informazioni utili prima di qualsiasi modifica importante suscettibile di avere ripercussioni sull'allacciamento e/o sull'esercizio della RT.
- (4) In caso di modifiche agli impianti di un proprietario di impianti direttamente allacciati alla RT o della società di rete nazionale vengono sottoposte a revisione e successivamente messe a disposizione della controparte almeno le parti pertinenti della documentazione tecnica convenuta contrattualmente.



6.3.4. Coordinamento operativo tra i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale

- (1) Ai fini dell'esercizio, la società di rete nazionale e i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT definiscono i seguenti aspetti per ogni allacciamento alla rete:
 - a) coordinamento della pianificazione della messa fuori servizio degli impianti allacciati alla RT e designazione dei punti di contatto responsabili,
 - b) regole concernenti le manovre di collegamento in corrispondenza delle interfacce con la RT,
 - c) natura ed estensione dello scambio di potenza reattiva (p. es. fattore di potenza / $\cos \varphi$),
 - d) condizioni per il collegamento in parallelo e condizioni per la sincronizzazione,
 - e) natura e volume dei dati e dei segnali che il gestore di impianti direttamente allacciati alla RT deve mettere a disposizione nel punto di allacciamento alla rete per l'esercizio della RT,
 - f) partecipazione alle misure riguardanti la frequenza e la tensione da adottare per prevenire o limitare le perturbazioni di ampia portata o per attenuare le loro ripercussioni (cfr. capitolo 5.3),
 - g) coordinamento degli stati di collegamento dei singoli punti di allacciamento alla rete.

6.3.5. Disponibilità dell'allacciamento alla RT

- (1) In linea di principio la realizzazione dei campi di allacciamento alla rete necessari per un singolo allacciamento non è ridondante. Regolamentazioni specifiche sono contenute nel contratto di allacciamento alla rete. La necessità di una maggiore disponibilità dell'allacciamento deve essere sufficientemente motivata dal proprietario di impianti direttamente allacciati alla RT.

6.3.6. Ripercussioni sulla rete e qualità dell'approvvigionamento

- (1) Gli impianti e le reti di distribuzione allacciati alla RT devono essere progettati e realizzati in modo che durante il loro esercizio si prevengano ripercussioni sulla RT, conformemente alle norme tecniche riconosciute, e i segnali di informazione non vengano influenzati in misura inammissibile.

La RT è progettata e realizzata in modo da non causare ripercussioni inammissibili sugli impianti allacciati alla RT e da non comprometterne l'esercizio.

- (2) I parametri relativi alle ripercussioni ammissibili sulla rete (variazioni di tensione, flicker, asimmetrie, armoniche, interarmoniche) fanno riferimento ai documenti seguenti:
 - a) i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT devono tener conto dei valori limite di cui alle regole tecniche definite nel documento «Regole tecniche per la valutazione delle perturbazioni della rete» (documento DACHCZ) e
 - b) la società di rete nazionale deve rispettare i valori limite di cui alle norme EN 50160 e IEC 61000-3-6.
- (3) La società di rete nazionale stabilisce il livello di oscillazione ammissibile nel punto di interfaccia con la RT tenendo in debita considerazione quanto esposto al punto (2); tale livello viene reso vincolante da un contratto sottoscritto con il gestore di impianti direttamente allacciati alla RT. La società di rete nazionale supporta il gestore di impianti direttamente allacciati alla RT e gli fornisce i dati tecnici necessari.
- (4) La società di rete nazionale e i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT devono su tale base dimostrare che le ripercussioni dei loro impianti rientrano nei limiti di tolleranza ammissibili (come da punti (2) e (3)) o altrimenti devono provvedere a mettere in atto misure correttive.



6.3.7. Requisiti in materia di protezione della rete

- (1) Le apparecchiature di protezione servono a proteggere gli impianti / i componenti disinserendoli in modo rapido e selettivo nel momento in cui si verificano delle avarie; la sicurezza dell'approvvigionamento è in tal modo garantita.
- (2) I proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT, di concerto con la società di rete nazionale, predispongono un concetto della protezione per il punto di interfaccia con la RT, che viene revisionato e, se necessario, modificato almeno una volta ogni 5 anni o dopo un incidente. Successivamente all'intervento sulla rete di un'apparecchiatura di protezione, la società di rete nazionale si accerta che la stessa abbia funzionato a dovere ed eventualmente, previo accordo con gli attori interessati, mette in atto le necessarie misure correttive.
- (3) È compito dei proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT provvedere a installare le necessarie apparecchiature di protezione previste dal concetto della protezione. I proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT e la società di rete nazionale coordinano le apparecchiature di protezione e i parametri della protezione. In linea di principio, ciascun proprietario di impianti direttamente allacciati alla RT è responsabile della protezione dei propri impianti.
- (4) Il proprietario degli impianti è responsabile del funzionamento affidabile delle apparecchiature di protezione durante tutte le situazioni che si possono verificare durante l'esercizio.
- (5) Le apparecchiature di protezione devono essere calibrate sul carico ammissibile dell'impianto da proteggere. In caso di modifiche sulla RT e sulle reti a valle o sugli impianti di rete allacciati, i parametri della protezione vengono controllati e, se necessario, adeguati.
- (6) L'apparecchiatura di protezione della RT non serve da dispositivo di protezione di riserva per proteggere gli impianti allacciati (p. es. a protezione del trasformatore). Per i trasformatori utilizzati come elemento di interconnessione tra la RT e gli impianti allacciati, il proprietario degli impianti direttamente allacciati alla RT deve quindi prevedere dei dispositivi di protezione di riserva adeguati. La società di rete nazionale prevede un'ulteriore protezione contro il superamento della durata ammissibile di corrente massima e una protezione contro il mancato intervento degli interruttori sul lato di alta tensione al fine di prevenire l'estendersi della perturbazione nella RT in caso di mancato intervento o di guasto agli interruttori.
- (7) La società di rete nazionale si accorda con i GRTE confinanti sui valori limite di protezione per le reti di accoppiamento.

6.4. Monitoraggio della conformità e prove di conformità

- (1) La società di rete nazionale verifica che vengano rispettati i requisiti per all'allacciamento alla RT di centrali elettriche di classe di prestazione D (cfr. figura 10). Questi requisiti sono descritti nel successivo capitolo 6.5.
- (2) In occasione di un nuovo allacciamento alla RT o di un'importante modifica ai loro impianti, i gestori di impianti direttamente allacciati alla RT devono sempre eseguire delle prove per dimostrare che il loro impianto soddisfa i requisiti tecnico-organizzativi specificati nel contratto e non ha ripercussioni negative sostanziali su altri impianti.
- (3) La pianificazione delle prove di conformità e la fornitura dei programmi previsionali delle prove devono essere concordate con la società di rete nazionale. Quest'ultima può disporre il rinvio o l'interruzione di una prova se motivi operativi, p. es. la presenza di un pericolo per l'esercizio della rete, lo giustificano. I risultati delle prove di conformità sono oggetto di scambio tra gli attori coinvolti e possono essere utilizzati a fini didattici nei corsi di formazione o per sviluppare e migliorare le procedure operative.

6.5. Requisiti supplementari per le centrali elettriche

6.5.1. Aspetti generali

- (1) I requisiti validi per le centrali elettriche sono molto diversi a seconda del tipo di centrale elettrica e della potenza attiva installata. La figura 10 mostra in maniera sintetica i diversi tipi di centrali elettriche e le classi di prestazione. Il TC descrive i requisiti per le centrali elettriche che appartengono alla classe di prestazione D. I requisiti validi per le classi di prestazione A–



C sono contenuti nel documento di attuazione dell'AES «Raccomandazione per l'allacciamento alla rete di impianti di produzione d'energia (AR/IPE- CH)».

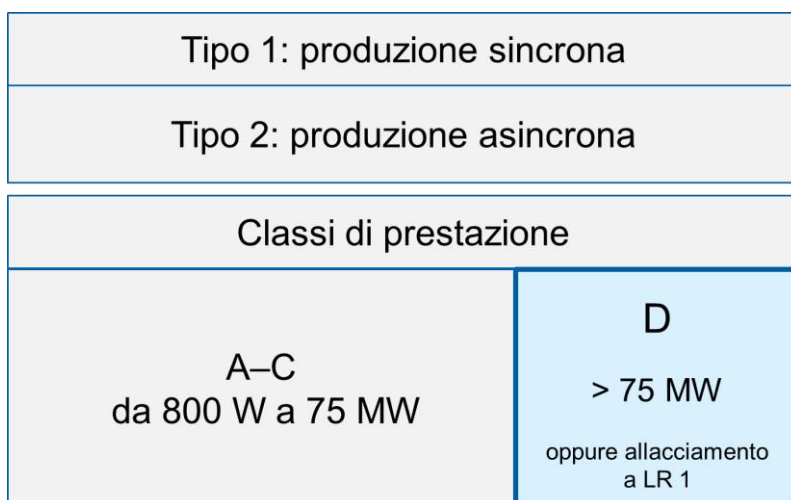


Figura 10: Tipi di centrali elettriche e classi di prestazione

- (2) Le figure da 11 a 15 illustrano i requisiti per le centrali elettriche della classe di prestazione D, ossia tutte le centrali elettriche allacciate alla RT o con una potenza installata superiore a 75 MW.
- a) Un'ulteriore distinzione viene fatta tra centrali elettriche con produzione di corrente elettrica sincrona (tipo 1) e centrali elettriche o impianti con una produzione di corrente elettrica asincrona (tipo 2).
- b) I valori limite specifici per ogni singolo impianto (sotto forma di diagramma) devono essere oggetto di accordo tra la società di rete nazionale e il GCE ed eventualmente indicati nella documentazione di prequalifica per le prestazioni di servizio relative al sistema.
- (3) La società di rete nazionale può accettare deroghe a questo principio se conformarsi ai requisiti di cui ai Capitoli 6.5.2 a 6.5.7 genera costi esagerati. Le relative deroghe devono essere convenute contrattualmente.
- (4) La società di rete nazionale ha bisogno di ricevere dagli S-GCE allacciati alla RT i dati non solo statici ma anche dinamici relativi alle macchine e ai regolatori, in modo da poter creare dei modelli di rete dinamici (cfr. in proposito il capitolo 2.7.1 (3)). I requisiti per questi modelli vengono stabiliti dalla società di rete nazionale. La società di rete nazionale, di concerto con lo S-GCE, può chiedere che le vengano fornite le registrazioni del comportamento elettrico delle centrali elettriche (nel caso di quelle già esistenti, se disponibili) così da poterle comparare con i modelli.

6.5.2. Robustezza rispetto alle oscillazioni della tensione e della frequenza

- (1) Le centrali elettriche devono poter essere esercite nella forbice di valori di tensione e di frequenza di rete indicati nelle figure 11 e 12, ossia in questi intervalli non devono poter essere scollegate automaticamente dalla rete mediante apparecchi sensibili alle variazioni della tensione o della frequenza.
- (2) La regolazione, nelle turbine e nei generatori, dei parametri e delle costanti di tempo rilevanti ai fini della stabilità deve essere definita in un accordo contrattuale.
- (3) All'occorrenza la società di rete nazionale può esigere un ampliamento dei limiti d'esercizio. I relativi requisiti supplementari devono essere convenuti contrattualmente.



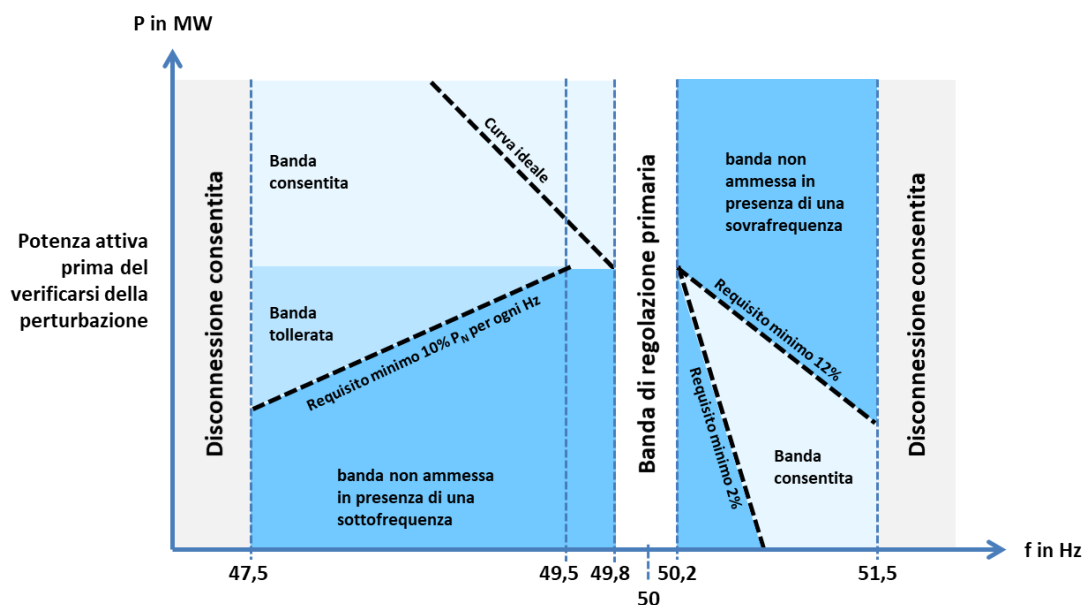


Figura 11: Robustezza rispetto alle oscillazioni della frequenza

Requisiti per la potenza attiva erogata dalle centrali elettriche nel punto di allacciamento alla rete in funzione della frequenza di rete (situazione quasi-stazionaria). I valori percentuali e con essi la statica indicati nella figura per la sovralfrequenza sono riferiti **alla potenza nominale per il tipo 1 e alla fornitura istantanea di potenza attiva per il tipo 2**.

- (4) Se la frequenza della rete è inferiore a 49,8 Hz risp. superiore a 50,2 Hz (ossia al di fuori dell'intervallo di regolazione primaria), l'effetto della statica di tutte le macchine sulla rete non deve essere limitato, perché è proprio in questa banda d'esercizio straordinaria che un sostegno attivo della frequenza, per quanto possibile, è determinante.
- (5) Se la frequenza supera i 50,2 Hz, le centrali elettriche devono ridurre la fornitura di potenza con una statica compresa tra il 2 e il 12%. Il tempo massimo di reazione prima dell'inizio della riduzione della potenza è di 2 secondi.
- (6) Se la frequenza è inferiore a 49,8 Hz:
 - a) le centrali elettriche devono, per quanto possibile, aumentare la fornitura di potenza attiva così da stabilizzare la rete,
 - b) al di sotto dei 49,5 Hz, per le centrali elettriche di tipo 1 e se motivi tecnici lo giustificano, è tollerata una riduzione della fornitura di potenza attiva pari al massimo del 10% della potenza nominale per ogni Hz.



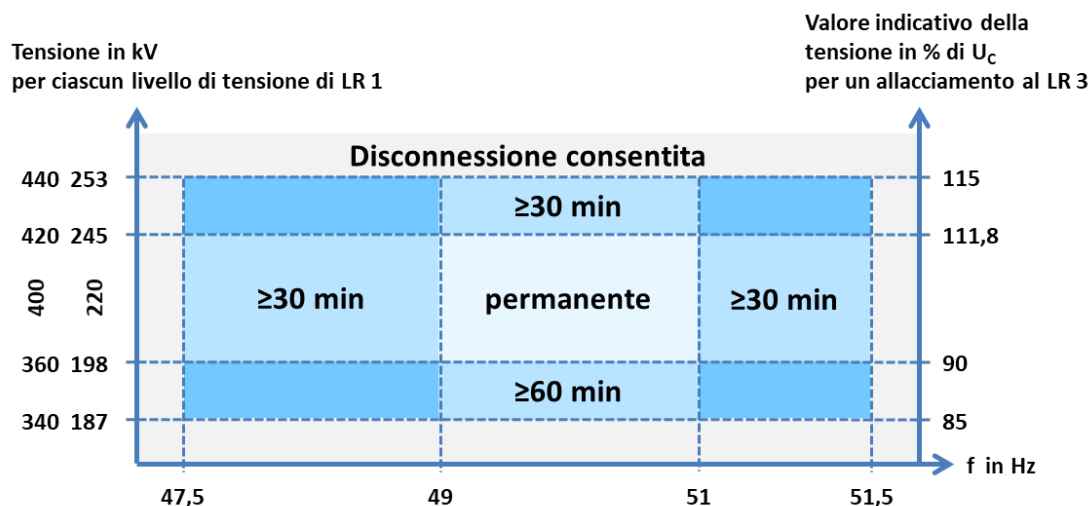


Figura 12: Robustezza rispetto alle oscillazioni della frequenza e della tensione

Una centrale elettrica deve restare connessa alla rete per periodi di tempo minimi definiti (situazione quasi-stazionaria) anche in presenza di tensioni o frequenze eccessive o troppo basse. I valori della tensione nel punto di allacciamento del livello di rete 1 sono indicati in kV e quelli per il livello di rete 3 in % della tensione U_C convenuta. I valori per il livello di rete 3 sono indicativi e possono variare da un GRD all'altro.

- (7) Nella banda di frequenza e di tensione indicata come «permanente» nella figura 12 nessuna centrale elettrica può scollegarsi dalla rete. All'interno delle bande contenenti delle indicazioni temporali la centrale elettrica deve restare connessa alla rete per almeno 30 rispettivamente 60 minuti, purché reso tecnicamente possibile p. es. dalla presenza di un trasformatore con regolatore automatico a gradini. Nelle bande ai quattro angoli (variazione simultanea della tensione e della frequenza), il PCE allacciato alla RT può concordare con la società di rete nazionale archi temporali più brevi. Se la variazione di tensione o di frequenza è ancora maggiore (area grigia) la disconnessione immediata dalla rete è consentita. I valori di tensione sono quelli validi per il punto di allacciamento.
- (8) Se si verifica una caduta della frequenza, che si mantiene al di sopra della linea caratteristica rappresentata nella figura 13, la fornitura di potenza attiva di una centrale elettrica non può diminuire, nemmeno se la centrale viene esercitata alla potenza nominale (P_N). Questa capacità è fondamentale per la stabilità della rete interconnessa.

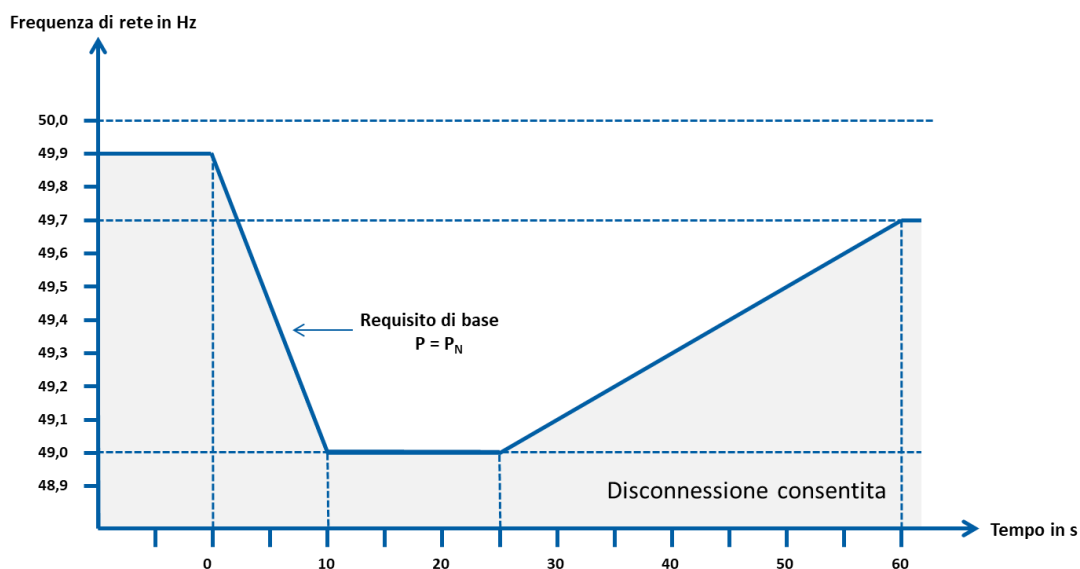


Figura 13: Fornitura invariata di potenza attiva a fronte di una caduta della frequenza di breve durata



- (9) Nella banda di frequenze compresa tra i 49,0 Hz e i 51,0 Hz una centrale elettrica deve potersi reinserire.

6.5.3. Limiti di tensione per la messa a disposizione di potenza reattiva

- (1) Le centrali elettriche devono poter essere esercite nella banda di tensione di esercizio e di potenza reattiva indicata nella figura 14.
- (2) All'occorrenza la società di rete nazionale può esigere un ampliamento dei limiti d'esercizio. I relativi requisiti supplementari devono essere convenuti contrattualmente.
- (3) Se la potenza reattiva non viene messa a disposizione mediante mantenimento della tensione da parte di una macchina sincrona, il dispositivo/l'infrastruttura tecnico/a deve essere in grado di immettere nella rete la potenza reattiva convenuta (prelievo o fornitura) entro pochi minuti.

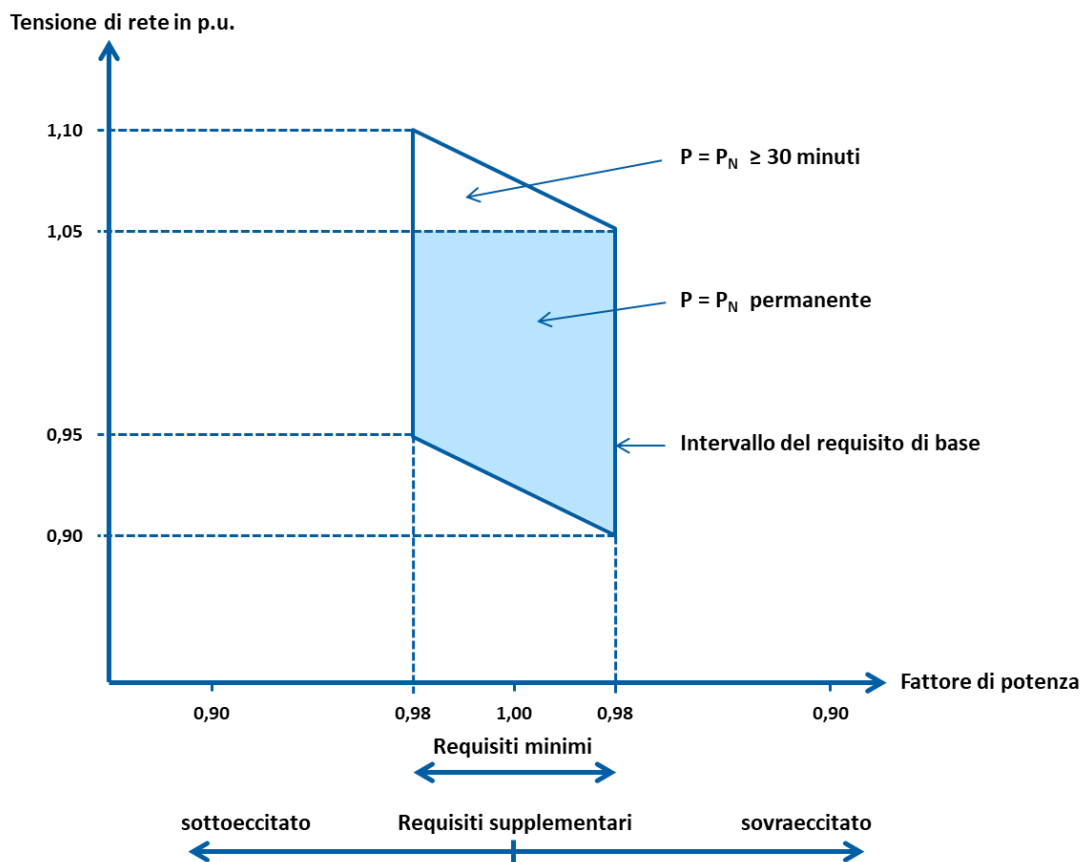


Figura 14: Requisiti per la messa a disposizione di potenza reattiva da parte delle centrali elettriche nel punto di allacciamento alla rete

6.5.4. Protezione elettrica delle centrali elettriche

- (1) La protezione elettrica di una centrale elettrica deve avere la priorità sui comandi operativi come p. es. il regolatore della tensione e l'eccitatrice.
- (2) Il concetto e la parametrizzazione della protezione nel punto d'interfaccia tra la società di rete nazionale e il GCE allacciato alla RT devono essere oggetto di accordo tra le due parti. Per le centrali elettriche di classe di prestazione D che sono allacciate alla RD, il GRD e il GCE devono concordare anche il concetto e i parametri della protezione nel punto d'interfaccia.

6.5.5. Stabilità transitoria

- (1) In caso di funzione di protezione (protezione della rete e protezione elettrica delle macchine) conforme al concetto, i corto circuiti vicini alla centrale elettrica (al di fuori della zona principale



di protezione elettrica delle macchine) non devono essere causa di instabilità e di scollegamento dalla rete all'interno dell'intera banda di esercizio del generatore. Eccezioni sono ammesse solo per generatori con una potenza inferiore a 20 MW e vanno definite contrattualmente.

- (2) In caso di collasso della tensione, le centrali elettriche non devono scollegarsi dalla rete fintanto che la tensione di rete nel punto di allacciamento alla rete si mantiene al di sopra della curva limite illustrata nella figura 15. Al di sotto della curva limite una disconnessione dalla rete è sempre consentita.
- (3) La curva limite di tensione rappresentata nella figura 15 indica inoltre i tempi massimi di eliminazione dei guasti per corto circuiti trifase in caso di funzionamento corretto della protezione della rete:
 - a) tempo di eliminazione dei guasti < 0,15 s per corto circuiti vicini alla centrale elettrica,
 - b) tempo di eliminazione dei guasti < 0,70 s per corto circuiti distanti dalla centrale elettrica.

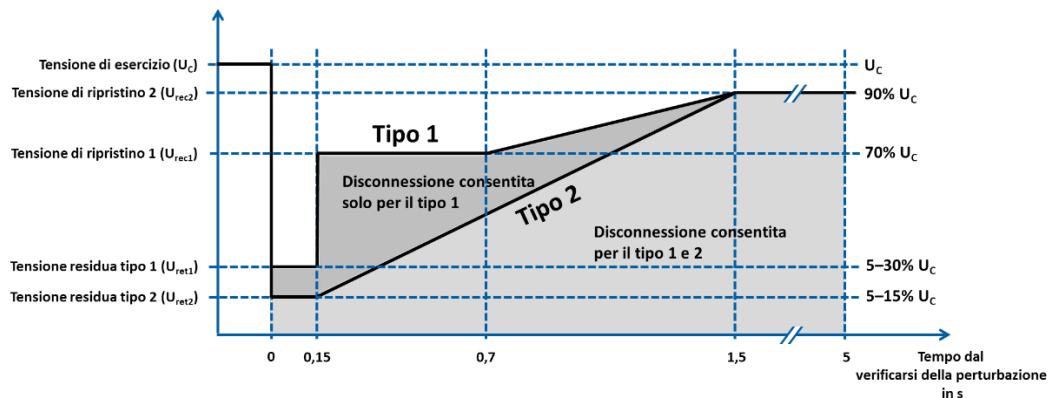


Figura 15: Curva limite in un corto circuito vicino alla centrale elettrica

L'immagine mostra l'andamento della tensione di rete ammessa nel punto di allacciamento alla rete in seguito al verificarsi di una perturbazione (valido per le centrali elettriche di classe di prestazione D)

- (4) Il GCE deve garantire che la sua centrale elettrica rimanga collegata alla rete in uno stato stabile durante i tempi massimi di eliminazione dei guasti conformemente alla figura 15. La curva limite descrive la tensione nel punto di allacciamento alla rete. Poiché tra il punto di allacciamento alla rete e il morsetto del generatore c'è un trasformatore, la tensione residua nei morsetti del generatore è maggiore di quella nel punto di allacciamento alla rete.
- (5) In caso di corto circuiti distanti dalla centrale elettrica, non si deve verificare – neanche in caso di eliminazione dei guasti nel tempo limite massimo della protezione della rete (fino a 5 secondi) – né una disconnessione preventiva del generatore né una disconnessione preventiva dalla rete a seguito della diminuzione della tensione di alimentazione dei servizi ausiliari.

6.5.6. Stabilità statica

- (1) Le oscillazioni del rotore risp. della rete (oscillazioni della potenza attiva) con frequenze proprie fino a 1,5 Hz nei generatori di tipo 1 non devono sfociare né in una disconnessione dalla rete né in un calo della potenza.
- (2) Qualora la società di rete nazionale lo ritenga necessario e lo ordini per motivi tecnici legati all'esercizio della rete, nelle centrali elettriche si devono prevedere delle possibilità di smorzare le oscillazioni del rotore risp. della rete, p. es. ricorrendo a un Power System Stabilizer (PSS).

6.5.7. Altri punti

- (1) Le centrali elettriche nuove che vengono allacciate alla RT devono in linea di principio essere capaci di regolare la potenza attiva così da essere tecnicamente in grado di partecipare alla regolazione primaria e secondaria. Nel caso in cui una centrale elettrica già programmata non



disponesse di tale funzionalità, lo si dovrà comunicare anticipatamente alla società di rete nazionale.

- (2) Se una regione servita dalla rete presenta un deficit di centrali elettriche capaci di avviarsi autonomamente e/o di essere esercite in isola, la società di rete nazionale provvederà a lanciare le gare d'appalto per coprire questo fabbisogno.
- (3) Se viene pianificata la realizzazione di nuove centrali elettriche con allacciamento alla RT, la società di rete nazionale verificherà se, nel luogo dove è prevista la loro costruzione, la centrale elettrica debba essere capace di avviarsi autonomamente e/o di essere esercita in isola. La società di rete nazionale e i proprietari di impianti direttamente allacciati alla RT si accordano sulla possibile realizzazione e sottoscrivono un contratto al riguardo.

6.6. Requisiti supplementari per le reti di distribuzione

- (1) In presenza di uno stato di rete perturbato, per consentire di ristabilire la tensione e di procedere a un allacciamento scaglionato dei consumatori finali, è preferibile prevedere dei dispositivi che scollegano automaticamente la RD dalla RT in caso di caduta di tensione. Previa approvazione della società di rete nazionale è possibile anche prevedere un dispositivo di scollegamento manuale.



7. Sviluppo della rete di trasmissione

- (1) Lo sviluppo della rete rappresenta una base essenziale per la futura disponibilità di una RT affidabile, efficiente e di elevate prestazioni e contribuisce pertanto direttamente alla sicurezza e alla qualità dell'approvvigionamento elettrico futuro della Svizzera. Lo sviluppo della rete è un processo che passa attraverso diverse fasi.
- (2) Uno scenario quadro configurato periodicamente dall'Ufficio federale dell'energia e approvato dal Consiglio federale funge da base per la pianificazione della rete. Nella configurazione dello scenario quadro vengono coinvolti anche i Cantoni, la società di rete nazionale, gli altri gestori di rete e altre parti interessate. Lo scenario quadro riflette gli obiettivi della Confederazione in materia di politiche energetiche e i dati di riferimento macroeconomici e tiene conto anche del contesto internazionale.
- (3) Sulla base di questo scenario quadro e delle proprie esigenze, la società di rete nazionale predispone un piano pluriennale che documenta i necessari interventi di ottimizzazione, di potenziamento, di ampliamento e di smantellamento della RT.

Per garantire una pianificazione coordinata della rete e piani pluriennali armonizzati, gli attori si scambiano informazioni soprattutto sulla rete esistente, sui progetti di rete previsti nonché previsioni sulla produzione e il consumo, il tutto a titolo gratuito.
- (4) Il piano pluriennale della società di rete nazionale viene poi sottoposto alla EICom, che lo verifica soffermandosi in particolare sul fabbisogno effettivo dei progetti in esso illustrati. Infine la società di rete nazionale procede alla pubblicazione del suo piano pluriennale.
- (5) Per limitare al massimo l'impatto della RT sull'ambiente e sul paesaggio, la società di rete nazionale si attiene al principio NOVA (dal tedesco **Netz**optimierung vor **Ver**stärkung vor **Ausbau**, ovvero ottimizzazione della rete prima del suo potenziamento e del suo ampliamento).
 - a) Ottimizzazione della rete: interventi che non comportano alcuna modifica dell'aspetto dei tralicci e non sono visibili dall'esterno.
 - b) Potenziamento della rete: interventi che comportano una modifica dell'aspetto dei tralicci e sono visibili dall'esterno, ma che non richiedono la realizzazione di nuovi tralicci.
 - c) Ampliamento della rete: se l'ottimizzazione e il potenziamento della rete non sono sufficienti, si procede ad ampliare la rete.
- (6) In fase di pianificazione della rete si devono rispettare, tra gli altri, i seguenti requisiti:
 - a) assicurarsi che la RT possa di per sé essere esercitata conformemente al criterio di sicurezza (n-1),
 - b) rispettare la potenza massima e minima di corto circuito,
 - c) rispettare le leggi, le disposizioni e le norme nazionali e internazionali applicabili, nonché i progetti di rete di altri gestori di rete che già sono stati completati e di cui si è a conoscenza,
 - d) rispettare i concetti della protezione e il comportamento dinamico degli impianti allacciati alla rete nonché l'influsso della dinamica dell'intera rete interconnessa europea,
 - e) soddisfare i requisiti di cui al capitolo 6 per gli allacciamenti alla RT di nuova realizzazione o modificati,
 - f) garantire potenza di regolazione e massa di rotazione, potenza reattiva, capacità di avviamento autonomo e capacità di esercizio in isola in misura sufficiente.



8. Disposizioni finali

8.1. Sviluppo ulteriore

- (1) Il TC è oggetto di continuo aggiornamento dettato dal cambiamento delle disposizioni normative e dello stato dello sviluppo tecnico, operativo e dell'economia energetica. La società di rete nazionale e il gruppo di lavoro designato revisionano questo TC a intervalli regolari (almeno una volta ogni 2 anni), documentano l'eventuale necessità di adeguamento e all'occorrenza ne redigono una nuova versione, in linea con gli sviluppi tecnici e giuridici.
- (2) Gli adeguamenti al TC vengono apportati nel quadro di una procedura di consultazione conforme al processo di coordinamento in essere con gli attori interessati. Non rientrano nel quadro del suddetto processo di coordinamento gli adeguamenti ai Capitoli 9.1 e 9.2 in allegato, nella misura in cui hanno carattere informativo.
- (3) La società di rete nazionale, assieme agli attori internazionali (GRTE, RSC), hanno come obiettivo quello di salvaguardare la sicurezza e l'affidabilità della RT. Per riuscire in questo intento, durante la verifica e l'adeguamento delle disposizioni del presente TC la società di rete nazionale ha cura in particolare di assicurare la massima congruenza possibile dei loro contenuti con le disposizioni svizzere e internazionali.

8.2. Eccezioni e soluzioni transitorie

- (1) Se un gestore o un proprietario di un impianto già esistente e direttamente allacciato alla RT non è in grado di rispettare le disposizioni pertinenti del presente TC o se le misure necessarie non fossero realizzabili entro un termine utile o lo fossero solo a fronte di costi eccessivamente alti, le eventuali deroghe e le misure eventualmente concordate con la società di rete nazionale devono essere documentate per iscritto nell'ambito di un contratto.



9. Allegato

Il capitolo 9.1 del presente allegato contiene una panoramica delle disposizioni normative di riferimento per i singoli capitoli del TC. Il capitolo 9.2 fornisce un elenco dei documenti e dei contratti del settore che permettono di dare attuazione ai requisiti previsti dal TC. All'occorrenza, la società di rete nazionale provvede ad aggiornare i contenuti del presente allegato. Non è previsto che si proceda ad alcuna consultazione. La società di rete nazionale si assicura che sul suo sito Internet e su quello dell'AES sia sempre pubblicata la versione del TC con l'Allegato 9 aggiornato.

Versione dell'11.11.2019 (prima versione).

9.1. Panoramica delle disposizioni normative

La versione aggiornata della legislazione svizzera è disponibile sul sito Internet della Confederazione:

- a) LAEI: <https://www.admin.ch/opc/it/classified-compilation/20042411/index.html>
- b) OAEI <https://www.admin.ch/opc/it/classified-compilation/20071266/index.html>
- c) LIE: <https://www.admin.ch/opc/it/classified-compilation/19020010/index.html>
- d) Ordinanza sulla corrente forte <https://www.admin.ch/opc/it/classified-compilation/19940082/index.html>

La versione aggiornata del Network Code e dei regolamenti dell'UE è disponibile sul sito Internet di EUR-Lex:

- e) System Operation Guideline (SOGL): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>
- f) Emergency and Restoration (ER): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0054.01.ENG
- g) Requirements for Generators (RfG): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32016R0631>
- h) Network Code on Demand Connection (DCC): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.223.01.0010.01.ENG
- i) Capacity Allocation & Congestion Management (CACM): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>
- j) Forward Capacity Allocation (FCA): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.259.01.0042.01.ENG
- k) Electricity Balancing (EB): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>
- l) Regolamento (UE) n. 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (Regolamento REMIT): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227&from=DE>

In data 1° marzo 2012 la EICOM ha pubblicato il documento «Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E-Networkcodes»: https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2012/02/rechtsnatur_und_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf.download.pdf/rechtsnatur_und_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf

Tabella 2: Panoramica delle disposizioni normative

Capitolo del presente documento	Disposizione normativa
Prefazione	LAEI art. 4 h, 18 (1), (2), 20
1.1 Aspetti generali	OAEI 5 (1)
1.4 (2) Definizione degli attori e dei loro ruoli	LAEI art. 8 (1), art. 20 (1)



Capitolo del presente documento	Disposizione normativa
1.4 (3) Definizione degli attori e dei loro ruoli	LAEI art. 8 (1) SOGL art. 2, 3 (89)
1.4 (8) Definizione degli attori e dei loro ruoli	SOGL art. 2 (1)
1.4 (9) Definizione degli attori e dei loro ruoli	OAEI art. 1 (3)
1.5 Elementi di rete e impianti significativi per la gestione della rete di trasmissione	LAEI art. 8 SOGL art. 33, 40, 43, 44, 48–51, 75, 84–86, 90 CACM art. 16, 28
2.1.1 Classificazione dello stato della rete	LAEI art. 20 cpv. 2 lett. c LAEI in c.d. con art. 5 OA SOGL art. 18, 19 (1), (2), 21, 55, 102 (7), 127 (3)
2.1.3 Diritto d'impartire ordini in funzione dello stato della rete	LAEI art. 20 c SOGL art. 23
2.2 (3) Conformità al criterio di sicurezza (n-1) nella rete di trasmissione	SOGL art. 35
2.3 Pianificazione della messa fuori servizio	SOGL art. 83, 95–97, 99, 100, 103 Regolamento (UE) n. 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (Regolamento REMIT)
2.6 Requisiti imposti ai GCE, ai GRD e agli RGB relativamente al controllo della produzione e del consumo finale	SOGL art. 136, 137
2.7.1 Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli altri attori svizzeri	SOGL art. 25, 29, 45–47, 52, 53, 111 DCC art. 18, 21
2.7.2 Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli attori esteri	SOGL art. 15, 16, 19 CACM art. 16
2.5 Gestione delle congestioni	CACM art. 14, 15
2.8 Formazione, addestramento e certificazione	SOGL art. 58, 59
3.2 Determinazione e assegnazione di diritti di capacità per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica	LAEI art. 17 (1) CACM art. 64
4.1 Aspetti generali – Prestazioni di servizio relative al sistema	OAEI art. 22 (1), LAEI art. 20 b)
4.3 Requisiti per la fornitura di energia di regolazione primaria, secondaria e terziaria	DCC art. 27–30
4.3.2 Requisiti particolari per i fornitori di regolazione primaria	SOGL art. 154
4.4 Mantenimento della tensione	SOGL art. 29, 109
5 Misure inerenti l'esercizio della rete di trasmissione e la gestione delle perturbazioni	OAEI art. 5 (2) SOGL art. 20, 22, 55
5.2.1 (2) Aspetti generali – Catalogo delle misure di gestione delle perturbazioni	ER art. 11, 43–49
5.2.2 Compiti della società di rete nazionale in presenza di una perturbazione	SOGL art. 21, ER art. 4, 11 (6)



Capitolo del presente documento	Disposizione normativa
5.2.3 Compiti dei gestori di impianti direttamente allacciati alla RT in presenza di una perturbazione	SOGL art. 102 (5) RfG art. 40
5.3 Misure per il mantenimento e il ripristino dello stato normale della rete	LAEI art. 20 cpv. 2 lett. c SOGL art. 23 ER art. 11
5.3.1 Misure in funzione della frequenza	SOGL art. 152 (11)–(12) ER Art. art. 15 (3), 16, 18, 22 DCC art. 19
5.3.2 Misure in funzione della tensione	SOGL art. 22, 29 ER art. 17, 22 DCC art. 19
5.3.3 Misure per la riduzione delle congestioni	LA art. 17 (3) SOGL art. 22, 53 ER art. 19, 20, 35 CACM art. 35 Regolamento REMIT
5.3.4 Misure in presenza di un guasto nei sistemi IT della società di rete nazionale	ER Art 35 (1) d Regolamento REMIT
5.4 Ripristino della rete	ER art. 23, 25 DCC art. 19
5.5 Analisi delle perturbazioni	LAEI art. 8 (3)
5.6 Corsi di formazione e addestramento sulle situazioni di perturbazione	SOGL art. 58, 59
6.1 Campo d'applicazione	LAEI art. 13 (1) RfG art. 3, 4, 41 DCC art. 3, 4 DT 39 «Utilizzo dei codici di rete ENTSO-E in Svizzera»
6.3.1 Delimitazione e struttura dell'allacciamento alla RT	OAEI art. 3 (1)
6.3.2 Requisiti tecnici per gli impianti allacciati alla RT	SOGL art. 30
6.3.6 Ripercussioni sulla rete e qualità dell'approvvigionamento	DCC art. 20
6.3.7 Requisiti in materia di protezione della rete	SOGL art. 36 DCC art. 16
6.4 Monitoraggio della conformità e prove di conformità	SOGL art. 54, 56, 57, 101 RfG art. 33–37, 40, 42–44, 46, 49, 53, 56 DCC art. 23–26, 35–47
6.5 Requisiti supplementari per le centrali elettriche	RfG art. 16, 19, 22
6.5.1 (1) Aspetti generali – Classi di grandezza delle centrali elettriche	RfG art. 5
6.5.1(4) Aspetti generali – Simulazioni dinamiche	DCC art. 21
6.5.2 Robustezza rispetto alle oscillazioni della tensione e della frequenza	SOGL art. 27–29



Capitolo del presente documento	Disposizione normativa
6.5.3 Limiti di tensione per la messa a disposizione di potenza reattiva	SOGL art. 27, 28
6.5.4 Protezione elettrica delle centrali elettriche	SOGL art. 36
6.5.6 Stabilità statica	DCC art. 17
6.6 Requisiti supplementari per le reti di distribuzione	SOGL art. 29 DCC art. 12–15
7 Sviluppo della rete di trasmissione	LAEl art. 9a, 9c, 9d, 22 cpv. 2bis OAEI 5a, 5c, 6c

9.2. Panoramica dei documenti del settore e contratti a valle

L'elenco dei documenti del settore e dei contratti a valle che segue ha scopo puramente informativo e vuole agevolare la ricerca delle disposizioni corrispondenti. Le modifiche ai documenti e ai contratti qui citati si basano sulle disposizioni in materia di modifica e di disdetta in essi definite. Eventuali modifiche dei nomi dei documenti del settore e dei contratti sono riportate a titolo informativo nell'elenco successivo.

I documenti del settore dell'AES sono pubblicati sul sito Internet dell'AES:
<https://www.strom.ch/it/scaricare>

I contratti del settore sono pubblicati sul sito Internet della società di rete nazionale: <https://www.swisgrid.ch/it/home/customers/topics/legal-system.html>

Tabella 3: Panoramica dei documenti e dei contratti del settore a valle

Capitolo del presente documento	Documento del settore o contratto a valle
Prefazione	
1.5 Elementi di rete e impianti significativi per la gestione della rete di trasmissione	Documento di attuazione: «Definizione e attuazione dell'area di monitoraggio della società di rete nazionale» Accordi sullo scambio di dati Regolamenti di esercizio con i GRD/GCE
2 Introduzione all'esercizio della rete di trasmissione	Manuale di gestione operativa della società di rete nazionale (documento valido in aggiunta ai regolamenti di esercizio (non pubblicato))
2.1.1 Classificazione dello stato della rete	Manuale di gestione operativa della società di rete nazionale (documento valido in aggiunta ai regolamenti di esercizio (non pubblicato))
2.4 Manovre sulla RT	Regolamento di esercizio per l'allacciamento di una sottostazione
2.7.1 Obblighi di informazione tra la società di rete nazionale e gli altri attori svizzeri	Regolamento di esercizio con i GRD per RD direttamente allacciate alla RT Regolamento di esercizio con i GCE per centrali elettriche direttamente allacciate alla RT Regolamento di esercizio per l'allacciamento di una sottostazione



Capitolo del presente documento	Documento del settore o contratto a valle
3 Scambio di energia e allocazione delle capacità	Documento principale dell'AES: «Modello di mercato per l'energia elettrica (MMEE)» Documento chiave dell'AES: «Balancing Concept Svizzera (BC)» Contratto per i gruppi di bilancio Regole d'asta pubblicate sul sito Internet di JAO
4 Prestazioni di servizio relative al sistema	
4.2 (7) Acquisti urgenti di PSRS	Procedura di assegnazione in caso di insufficiente quantitativo d'offerta nell'approvvigionamento della potenza di regolazione PSRS
4.3 Requisiti per la fornitura di energia di regolazione primaria, secondaria e terziaria	Contratti quadro per PRP, PRS, PRT Condizioni di partecipazione a gare di appalto Regolamentazioni procedurali per la prequalifica
4.4 Mantenimento della tensione	Concetto per il mantenimento della tensione nella rete di trasmissione della Svizzera a partire dal 2020 Regolamento di esercizio con i GRD per RD direttamente allacciate alla RT Regolamento di esercizio con i GCE per centrali elettriche direttamente allacciate alla RT
4.5 Capacità di avviamento autonomo e capacità di esercizio in isola	Condizioni di partecipazione a gare di appalto e modello di remunerazione
5 Misure inerenti l'esercizio della rete di trasmissione e la gestione delle perturbazioni	Manuale di gestione operativa della società di rete nazionale (documento valido in aggiunta ai regolamenti di esercizio (non pubblicato))
5.2.3 (1) Compiti dei gestori di impianti direttamente allacciati alla RT in presenza di una perturbazione	Regolamento di esercizio per l'allacciamento di una sottostazione
5.3.1 (4) + (10) Misure in funzione della frequenza	Documento AES: «Esigenze tecniche concernenti il disinserimento automatico del carico per sottofrequenza considerando le prescrizioni modificate»
5.3.2 (4) Misure in funzione della tensione	Documento del settore AES: «Disinserimento manuale del carico» (MLS-CH, disponibile in tedesco e francese)
5.3.3 Misure per la riduzione delle congestioni	Redispatch: «Regolamento di esercizio con i GCE per centrali elettriche direttamente allacciate alla RT» (Allegato 5) Documento del settore AES: «Disinserimento manuale del carico» (MLS-CH, disponibile in tedesco e francese)



Capitolo del presente documento	Documento del settore o contratto a valle
6 Allacciamento alla rete di trasmissione (6.1 (6) + (7))	<p>Richiesta concernente un nuovo allacciamento fisico alla RT</p> <p>Contratto di allacciamento alla rete</p> <p>Richiesta concernente la mutazione o la dismissione di un allacciamento esistente alla RT</p> <p>Regolamento di esercizio per l'allacciamento di una sottostazione</p> <p>Regolamento di esercizio con i GRD per RD direttamente allacciate alla RT</p> <p>Regolamento di esercizio con i GCE per centrali elettriche direttamente allacciate alla RT</p> <p>Manuale di gestione operativa della società di rete nazionale (documento valido in aggiunta ai regolamenti di esercizio (non pubblicato))</p>
6.3.7 (6) Requisiti in materia di protezione della rete	Manuale AES «Esigenze tecniche concernenti il punto di allacciamento delle protezioni dei trasformatori con la rete di trasmissione»
8.1 Sviluppo ulteriore	Documento AES «Processo di coordinamento dei documenti del settore che ricadono nell'ambito della responsabilità della società di rete nazionale» (non disponibile in italiano)

