

Black-out del sistema elettrico italiano del 28 settembre 2003

Rapporto della Commissione d'Indagine

Decreto del Ministro Italiano delle attività Produttive
del 29 Settembre 2003

Roma, 28 novembre 2003

INDICE

1.	RAPPORTO DI SINTESI.....	4
1.1	I fatti.....	4
1.2	I suggerimenti.....	8
1.3	Approfondimenti necessari	9
2.	ATTIVITA' D'INDAGINE.....	11
2.1	Scopi e composizione della Commissione	11
2.2	Modalità di lavoro seguita dalla Commissione	11
2.3	Norme giuridiche e tecniche	12
3.	ANALISI DEL SISTEMA DI PREVENZIONE.....	14
3.1	Prima linea di difesa: manuale assistita, in sala controllo	14
3.2	Seconda linea di difesa: automatica prima del distacco	15
3.3	Terza linea di difesa: automatica nel funzionamento in isola.....	15
3.4	La riaccensione del sistema	15
3.5	Commenti.....	16
4.	RICOSTRUZIONE DEGLI EVENTI FINO AL DISTACCO DALLA RETE EUROPEA.....	17
4.1	Condizioni del sistema elettrico precedenti l'inizio delle perturbazioni.....	17
4.2	Primo scatto linea in Svizzera e successivi provvedimenti dei gestori	19
4.3	Secondo e terzo scatto in Svizzera, e successivi, fino a separazione delle reti	22
4.4	Commenti.....	25

5.	FENOMENI DINAMICI E TRANSITORIO DI FREQUENZA FINO AL BLACK-OUT	26
5.1	Determinazione dell'inizio del transitorio di frequenza	26
5.2	Il transitorio di frequenza fino al black-out	27
5.3	Carico alleggerito	28
5.4	Aumento dei carichi residui, in seguito alle variazioni delle tensioni in rete	28
5.5	Distacco centrali e contributo riserva rotante	29
5.6	Bilanci delle potenze verso la fine del transitorio	29
5.7	Commenti.....	29
6.	IL COMPORTAMENTO DELLE CENTRALI TERMoeLETTRICHE.....	31
6.1	Comportamento "ideale" di una centrale in presenza di black-out	31
6.2	Descrizione del parco di centrali operative negli istanti precedenti il distacco.....	32
6.3	Comportamento delle centrali termoelettriche dal momento del distacco	35
6.4	Commenti.....	38
7.	LA RIATTIVAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO (RIACCENSIONE).....	41
8.	CONCLUSIONI.....	43
9.	SUGGERIMENTI.....	45
9.1	Completamento delle indagini	45
9.2	Provvedimenti attuativi a breve termine:.....	46
9.3	Provvedimenti attuativi a medio termine:.....	46

1. RAPPORTO DI SINTESI

1.1 I fatti

1.1.1 Oggetto del rapporto è un'analisi, commentata e propositiva, degli eventi del 28 settembre 2003 che hanno portato alla separazione della rete italiana dalla rete europea e al successivo collasso del sistema elettrico italiano (black out). Il sistema italiano, fortemente importatore (posizione peculiare in Europa), si è trovato, al momento della separazione, improvvisamente deficitario di oltre 6000 MW in potenza (quasi un quarto del fabbisogno del momento) e quindi in condizioni di vulnerabilità.

1.1.2 Il fenomeno della separazione delle reti interconnesse, ed il conseguente collasso delle isole deficitarie, rappresenta un evento estremamente raro, ancorché previsto nella gestione di ogni sistema elettrico ed in particolare in quello italiano. La Commissione, pertanto, ha anzitutto indagato sull'esistenza di un piano organico operativo per la prevenzione del distacco dalla rete Europea e del successivo collasso della rete nazionale, basato su più linee di difesa, e di un piano di ripristino del funzionamento del sistema (riaccensione) per ridurre le conseguenze del disservizio.

1.1.3 *La prima linea di difesa* è quella intesa a predisporre uno stato del sistema sicuro, nel senso che la perdita di un elemento del sistema (ad es. una linea o un gruppo di generazione) non possa determinare un comportamento anomalo del sistema stesso (regola N-1), ed a ripristinare questo stato nel tempo più breve possibile quando si verifichi un evento che lo compromette.

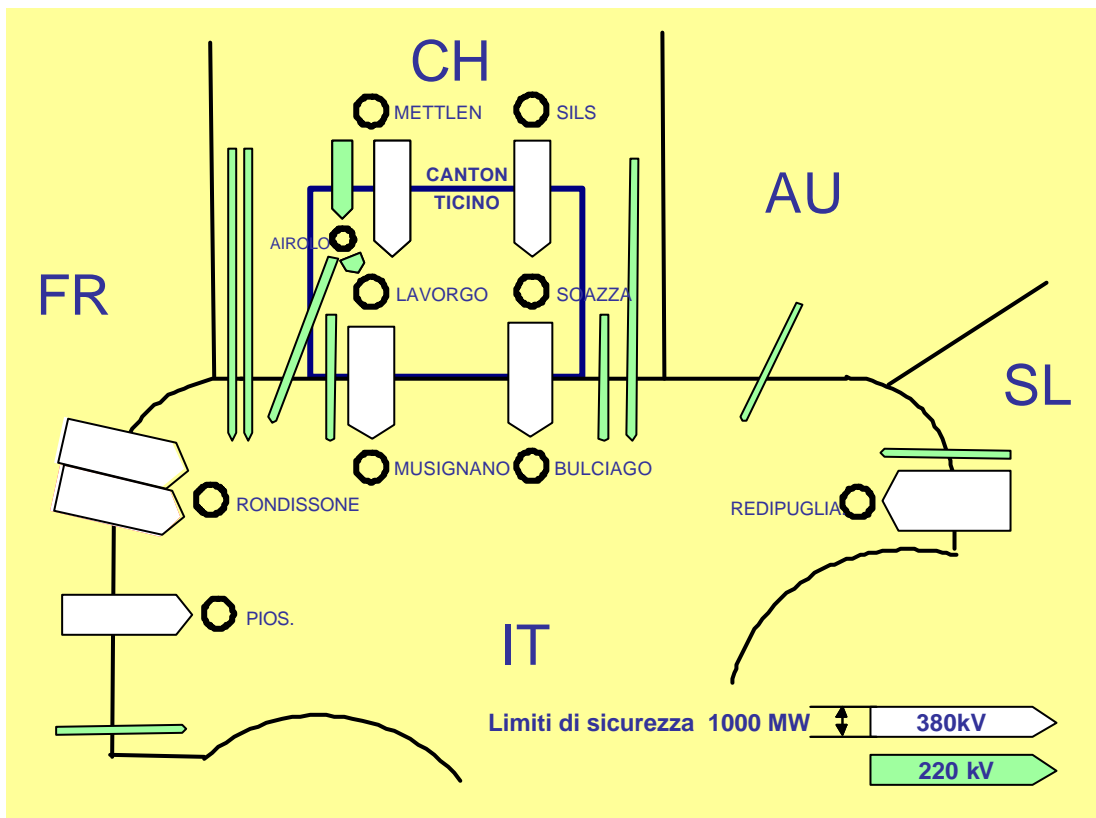
Questa funzione viene svolta per ciascuna rete dai singoli gestori delle reti componenti il sistema europeo, con una continua interazione tra loro perché, di fatto, la rete è unica; ciascun operatore è responsabile di risolvere le evenienze critiche nella propria rete chiedendo eventualmente agli altri modifiche dei programmi di scambio; nell'avvertire l'insorgere dello stato critico, i gestori sono aiutati da una rappresentazione in tempo reale dello stato della loro rete e da un sistema di allarmi. Il rientro nello stato sicuro deve avvenire nel più breve tempo possibile, per ridurre le probabilità che in questo lasso di tempo sopravvengano ulteriori eventi che il sistema non potrebbe sopportare.

1.1.4 In occasione degli eventi riportati, la prima linea di difesa non ha avuto successo per i seguenti motivi:

- a) la rete svizzera si collega con la rete italiana attraverso il Canton Ticino, dove giungono dal Nord delle Alpi tre linee a 380 kV (di cui una funzionante a 220 kV) che spesso trasportano circa 3000 MW (Fig. 1.1);
- b) a seguito dello scatto per guasto (ore 3,01) della prima di queste linee (380 kV Mettlen-Lavorgo), interamente in territorio svizzero e di fondamentale importanza per l'alimentazione della rete italiana, si è determinata la necessità di ripristinare al più presto lo stato di sicurezza compromesso dal primo scatto;
- c) la rete Svizzera entrava in stato critico in quanto lo scatto della seconda di queste linee (la 380 kV, Sils-Soazza), già in stato di sovraccarico, avrebbe determinato gravi conseguenze per il sistema; il motivo dello scatto di questa seconda linea, attribuito ad allungamento del conduttore e a un secondo albero, va ulteriormente indagato (le registrazioni dei perturbografi svizzeri richiesti a ETRANS, gestore svizzero, non sono ancora in nostro possesso);

- d) il gestore svizzero ETRANS, responsabile di risolvere la criticità, ha impegnato dieci minuti nei tentativi di provvedere con mezzi interni a rientrare in sicurezza e, quando ha deciso di richiedere la necessaria modifica del programma di scambio, questa è stata inadeguata a ripristinare lo stato di sicurezza (richiesta di 300 MW laddove sarebbero stati necessari più di 2000 MW); in questa scelta il comportamento del gestore svizzero non è molto comprensibile; da notare che il gestore italiano (GRTN) avrebbe potuto soddisfare la domanda di modifica dello scambio staccando fino a oltre 3000 MW;
- e) la modifica è stata attuata dall'operatore italiano (che, data la modesta entità della richiesta di 300 MW, non aveva avvertito lo stato di rischio) secondo procedure normali e non di emergenza (alle 3:21);
- f) al sopravvenire dello scatto della seconda linea svizzera (ore 3,25) è iniziata la serie di scatti a catena delle linee di interconnessione transfrontaliere; ciò ha determinato la separazione della rete italiana e di parte della rete svizzera dal sistema europeo.

Fig. 1.1 *Rappresentazione schematica delle linee di interconnessione e della loro portata (limiti di sicurezza)*



1.1.5 Se la modifica richiesta dall'operatore svizzero fosse stata adeguata in termini di potenza, il black out non si sarebbe innescato. Alla determinazione degli eventi di cui sopra, ha contribuito l'insufficiente capacità di intervento prevista dalla prassi europea per gli operatori in presenza di criticità che originano nelle reti confinanti. Tale limite di competenza trova riscontro nel fatto che l'operatore italiano non dispone di una rappresentazione in tempo reale, né di allarmi, relativamente alle parti

di interesse delle reti confinanti, oltre le linee di interconnessione. In questo senso il piano di difesa appare intrinsecamente debole, particolarmente per il sistema italiano.

- 1.1.6** La Commissione ha ricostruito, con uno studio delle registrazioni effettuate dai dispositivi automatici di rete (messe a disposizione dal GRTN e da enti esteri o reperite in campo) la sequenza degli eventi che hanno portato alla separazione della rete italiana. Dopo lo scatto della seconda linea svizzera, è iniziato un rapido transitorio che, in poco più di 10 secondi, ha portato al distacco del sistema italiano da quello europeo. La sequenza delle aperture delle linee ha portato dapprima all'azzeramento della potenza dalla Svizzera, poi dalla Francia ed infine dall'Austria e dalla Slovenia. La rapidità del fenomeno è anche dovuta alla sua natura dinamica (perdita di passo della rete italiana al momento dell'apertura delle linee con la Francia) che andrà studiata ai fini della progettazione accurata di nuovi Elaboratori di Distacco Automatico (EDA).
- 1.1.7** *La seconda linea di difesa* è costituita da dispositivi EDA che sorvegliano in modo "intelligente" le sezioni di frontiera della rete italiana (oltre ad alcune della rete interna) per prevenire, con distacchi rapidi di carico, la separazione tra le reti.
- 1.1.8** La seconda linea di difesa non è intervenuta in quanto le linee di interconnessione transfrontaliere non presentavano anomalie di sorta (sovraccarichi, scatti, guasti) durante la fase di guasti in Svizzera, e quindi gli EDA non si sono attivati a tempo debito.
- 1.1.9** *La terza linea di difesa* è costituita da tutti i dispositivi automatici che distaccando carichi e, assicurando la continuità delle produzioni, mantengono positivo il bilancio di potenza della rete italiana isolata; in tal modo consentono di riportare la frequenza al valore utile per ricollegarsi alla rete europea.
- 1.1.10** La terza linea di difesa è venuta meno, pur andando vicina al successo; i fattori positivi e negativi che hanno determinato l'evoluzione della frequenza nel funzionamento in isola, durato due minuti e mezzo, sono stati i seguenti:
- a) il distacco automatico delle pompe delle centrali idroelettriche ad accumulo, per un totale di oltre 3200 MW, ha avuto successo ed è avvenuto in meno di 12 secondi dal distacco dalla rete europea;
 - b) gli alleggeritori automatici di carico esistenti sono intervenuti con buona affidabilità (85%); peraltro, essi non erano in numero tale da alleggerire del 60% la totalità del carico, così come previsto dal piano di difesa del GRTN. Carenze di alleggeritori automatici sono state riscontrate sui carichi collegati in AT e sulle reti delle Aziende Municipalizzate; complessivamente l'alleggerimento del carico risulterebbe essere stato di circa 8000 MW;
 - c) tra pompe e alleggeritori, la riduzione del carico è stata quindi di circa 11200 MW, molto superiore alla perdita del contributo estero, pari a circa 6600 MW (inclusivovi il temporaneo incremento di carico dovuto alla alimentazione di parti di reti estere rimaste collegate alla rete italiana);
 - d) il margine risultante, di circa 4600 MW, è stato tuttavia quasi totalmente vanificato dal distacco intempestivo (a frequenze superiori alla prescritta soglia di 47,5 Hz, per motivi vari) di svariati gruppi delle grandi centrali termoelettriche collegate in AT, per complessivi 4700 MW, solo in parte compensati (per circa 500 MW) dagli effetti positivi della regolazione primaria del parco termoelettrico;

- e) contemporaneamente, si sono verificati numerosi distacchi di centrali di autoproduttori, di centrali idroelettriche e di gruppi collegati con la rete di MT, aventi tarature dei relais di minima frequenza superiori a 47,5 Hz. E' impossibile stimare con precisione il deficit di potenza in rete causato da tali eventi, ma la loro entità ha contribuito a rendere il bilancio complessivo negativo, con conseguente collasso della rete;
- f) l'importazione dalla Grecia attraverso il collegamento in corrente continua non ha subito variazioni per tutto il tempo del funzionamento in isola.

1.1.11 Il fenomeno dello scatto intempestivo delle centrali termoelettriche (per complessivi 4700 MW) ha, in particolar modo riguardato:

- a) alcune centrali collegate a zone di rete che hanno subito transitori particolarmente critici;
- b) centrali a vapore ipercritiche funzionanti al minimo tecnico (alimentate ad olio-gas);
- c) numerose centrali (non ENEL e Genco) in cui la taratura dei relais di minima frequenza era superiore al valore di norma, 47.5 Hz.

E' risultato positivo il comportamento delle centrali subcritiche, anche quelle funzionanti al minimo tecnico, e di tutte quelle funzionanti a pieno carico, che non hanno avuto scatti intempestivi; si osserva che l'alleggerimento dei carichi ha portato ad un particolare bilancio di reattivo in rete che ha causato un anormale funzionamento in sottoeccitazione di alcuni grandi turboalternatori.

1.1.12 *La riaccensione* del sistema, e cioè l'insieme delle operazioni che devono riportare in funzione il sistema dopo il suo collasso, è regolata da un Piano di Riaccensione (predisposto dal GRTN) che stabilisce le regole con cui i diversi operatori coinvolti (società di produzione per le manovre sulle centrali, società di trasmissione e di distribuzione per le manovre sulle rispettive reti) devono operare, con la necessaria autonomia, anche in una situazione critica per la mancanza di servizio elettrico.

1.1.13 Un'analisi approfondita delle sequenze con cui è avvenuta la riaccensione del sistema è molto difficile in quanto non esistono complete registrazioni degli eventi ed è quindi necessario ricorrere a testimonianze, talvolta contraddittorie; inoltre, stante la numerosità delle operazioni effettuate, questa analisi richiederebbe tempi lunghi e notevole impegno di personale. La Commissione pertanto non ha potuto effettuarla direttamente e si limita a raccomandare un ulteriore e dettagliato esame.

1.1.14 La Commissione ha, in ogni caso, constatato che in tutta l'Italia centro-sud la riaccensione delle direttrici non è avvenuta, salvo casi particolari, con le modalità e nei tempi previsti dal Piano di Riaccensione. I motivi al momento sembrano essere:

- a) disfunzioni nei sistemi di telecomunicazione utilizzati per i telecomandi e le comunicazioni tra il GRTN e gli operatori locali, essenziali per rendere rapide le manovre di riaccensione;
- b) scarsa esperienza applicativa relativamente al piano di riaccensione e non univoca interpretazione delle relative prescrizioni;
- c) il forte accentramento dei telecomandi di rete in tre soli centri, che potrebbe forse non essere adatto in caso di emergenze tipo blackout (grande numerosità di eventi e manovre);
- d) impossibilità di avviare alcuni gruppi di prima riaccensione per cause diverse anche imputabili alla situazione notturna, per ragioni storiche forse sottovalutate;

- e) basso grado di riuscita della procedura di mantenimento in esercizio in isola sui sistemi ausiliari dei gruppi termoelettrici al distacco dalla rete (“load rejection”), che ha impedito di avere sufficienti gruppi pronti alla presa di carico.

1.1.15 La Commissione allega pure un documento preliminare riguardante l’approccio al problema dell’impatto macroeconomico attribuibile al black-out raccomandandone l’approfondimento.

1.2 I suggerimenti

1.2.1 Un miglioramento del livello di sicurezza nei confronti di rischi di blackout del sistema elettrico italiano, nella sua attuale struttura ed in presenza di un’importante quota di importazione, è realizzabile perfezionando il piano di sicurezza esistente e i dispositivi associati, anche con accordi tra gestori ed a livello UCTE.

1.2.2 I suggerimenti che la Commissione ha formulato coinvolgono gli operatori del sistema italiano (GRTN, produttori, distributori, proprietari della rete di trasmissione) e i gestori delle reti confinanti; nel definire accordi con i gestori delle reti confinanti è necessario tenere presente la notevole dissimmetria nelle esigenze di sicurezza tra la rete italiana, grande importatrice, e le reti estere esportatrici.

1.2.3 La gestione della sicurezza dell’interconnessione europea dovrebbe essere effettuata, sia nella fase programmatica che nella fase attuativa, con una maggiore conoscenza da parte di tutti i gestori, ma in modo particolare del gestore italiano, dello stato delle reti confinanti; in particolare si dovrebbe:

- a) rendere noti al gestore in fase predittiva i flussi di potenza nelle reti confinanti; (provvedimento realizzabile a breve termine);
- b) rendere disponibili in sala controllo una rappresentazione in tempo reale dello stato delle parti della reti estere rilevanti per la sicurezza italiana (ad es. sezione svizzera sul confine Nord del Canton Ticino) e un sistema di allarmi sulle linee più significative di tali reti; (breve e medio termine);
- c) fare in modo che il personale di turno alla sala controllo, anche tramite specifico addestramento ed incontri con i gestori esteri confinanti, abbia costante conoscenza dell’assetto e delle eventuali debolezze strutturali delle reti confinanti e dei relativi potenziali problemi di funzionamento; (breve e medio termine);

1.2.4 E’ opportuno attivare al più presto i trasformatori variatori di fase già installati a Rondissone, al fine di una miglior ripartizione dei flussi di potenza tra le frontiere con la Svizzera e con la Francia; (breve termine).

1.2.5 Si dovrebbero perfezionare, con particolare impegno innovativo e ricorso a tecnologie informatiche moderne, i dispositivi “intelligenti” tipo EDA, in grado di costituire un’efficace seconda linea di difesa, naturalmente ricevendo i necessari segnali anche dalle reti confinanti; si dovrebbero inoltre installare sulle linee protezioni più selettive tra sovraccarico e guasto, per consentire agli EDA di intervenire tempestivamente. Nel definire le specifiche di questo sistema di difesa, ci si dovrebbe basare sullo studio accurato, anche con simulazioni dinamiche, di una varietà di situazioni di esercizio ipotizzabili; (intervento a medio e lungo termine).

1.2.6 Andrebbero rivisti i piani di alleggerimento dei carichi, coinvolgendo tutte la aziende distributrici, includendo anche i carichi in AT e considerandone gli effetti sulla rete nei diversi regimi di funzionamento, in particolare notturni; (medio termine).

- 1.2.7** Sembra necessario rivedere i sistemi di protezione e di regolazione dei grandi gruppi termoelettrici, per affrontare i forti e repentini abbassamenti della frequenza conseguenti al distacco dalla rete europea; ciò al fine di diminuire le probabilità di distacchi intempestivi e di aumentare le probabilità di riuscita delle procedure di “load rejection”, indispensabile per rendere rapide le operazioni di riaccensione. In questo senso è opportuno assicurare anche una maggiore affidabilità della procedura di “load rejection” dei grandi gruppi termoelettrici.
- 1.2.8** Sembra altresì necessario riconsiderare le tarature dei relais di frequenza di tutti gli altri generatori del sistema: autoproduttori industriali, idroelettrici, generazione distribuita, ecc.; (breve e medio termine).
- 1.2.9** Dovrebbero essere intensificate e valorizzate le attività di vigilanza e controllo a sostegno di un adeguato rispetto delle normative e delle regolamentazioni tecniche (codice di rete, di cui all’art. 3, comma 6, del d.lgs. 16 marzo 1999, n. 79) da parte di tutti gli operatori del sistema. In tal senso si raccomanda altresì un’adeguata formazione del personale ed un controllo periodico dello stato di tutti i dispositivi del sistema automatico di difesa anche attraverso simulazioni o prove di funzionalità; (breve termine).
- 1.2.10** Nel definire i programmi di importazioni, nello stato attuale della rete, o a seguito dell’attivazione di nuovi collegamenti, sarà opportuno intensificare le analisi del funzionamento del sistema con simulazioni statiche e dinamiche, di situazioni tipiche che coinvolgono anche le reti estere; (breve e medio termine).
- 1.2.11** Considerato il rilievo che i limiti termici delle linee aeree hanno (ed hanno avuto nel caso particolare) nella valutazione della sicurezza del sistema (condizioni N-1), è opportuno che essi siano determinati nei paesi confinanti con criteri omogenei; sarebbe inoltre auspicabile che i metodi convenzionali di calcolo di tali limiti siano sostituiti da metodi più aderenti alla realtà fisica del fenomeno ed alle reali caratteristiche progettuali delle linee (medio termine).
- 1.2.12** L’ottima prova data dal collegamento asincrono con la Grecia, in tutta l’evoluzione del fenomeno, consiglierebbe un riesame del ruolo che questo tipo di collegamento può avere nei piani di sviluppo dell’interconnessione con l’estero; (breve e lungo termine).
- 1.2.13** E’ opportuno accelerare il processo in atto da tempo per estendere le tipologie di controllo del GRTN, riguardanti originariamente solo il sistema elettrico appartenente all’ENEL, anche alla restante parte del sistema.

1.3 Approfondimenti necessari

I tempi necessariamente ristretti entro i quali la Commissione ha dovuto concludere i propri lavori, non hanno consentito di completare le indagini su alcuni aspetti, di seguito elencati, per i quali la Commissione raccomanda alcuni approfondimenti:

- 1.3.1** acquisire ulteriori informazioni e documentazioni in merito alle cause dello scatto della seconda linea svizzera Sils-Soazza, la cui conoscenza è importante per i provvedimenti da prendere per il futuro;
- 1.3.2** effettuare un esame di dettaglio delle sequenze con cui è avvenuta la riaccensione. A seguito dell’analisi preliminare fatta per valutare i ritardi di riaccensione dell’area centro-sud, sono emersi indizi che inducono la Commissione a raccomandare che questo esame dettagliato sia condotto in tempi brevi, al fine di definire con chiarezza i

motivi delle difficoltà sorte, individuare i punti deboli della procedura e dei dispositivi che la attuano e delineare i necessari provvedimenti correttivi;

- 1.3.3** sviluppare gli studi richiamati al punto 1.1.15 relativi all'impatto macroeconomico attribuibile al black out; ciò al fine non solo di affinare le valutazioni quantitative abitualmente adottate, ma anche per poter meglio correlare in futuro l'onere del black out con i costi dei provvedimenti tesi a ridurre il rischio;
- 1.3.4** al fine di portare a compimento le fasi di indagine sopradescritte, relative alle concause del black out, potrebbe valutarsi l'opportunità di interessare l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lett. H) e comma 20 della L. n. 481 del 14 novembre 1995.

2. ATTIVITA' D'INDAGINE

2.1 Scopi e composizione della Commissione

A seguito dell'improvvisa e completa interruzione dell'erogazione dell'energia elettrica verificatasi nella notte del 28 settembre 2003, sulla quasi totalità del territorio nazionale, il Ministro delle attività produttive ha ravvisato la necessità di procedere ad un'attenta analisi degli eventi che si sono verificati, al fine di accertarne le cause ed individuare eventuali misure idonee a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

A tal fine, il Ministro ha ritenuto opportuno costituire, con decreto del 29 settembre 2003, un'apposita Commissione di indagine, con il compito di esaminare, anche mediante l'analisi dei dati raccolti e gli incontri ritenuti necessari, la gestione del sistema elettrico nel periodo 27-29 settembre 2003, con particolare riguardo a: equilibrio fabbisogno-copertura, interconnessioni internazionali, servizio di trasporto e distribuzione, cause, dinamica ed effetti del disservizio.

La Commissione è composta da: Prof. Adriano De Maio (Presidente), Cons. Antonio Catricalà, Pres. Luigi Giampaolino, Prof. Ennio Macchi, Ing. Giancarlo Manzoni, Ing. Alessandro Ortis, Prof. Luigi Paris, Prof. Carlo Secchi, Ing. Guglielmo Ferrari (Segretario).

Alla Commissione è stato assegnato un primo termine per la conclusione dei lavori con scadenza 29 ottobre 2003 ed un secondo termine, a seguito di proroga, con scadenza 21 novembre 2003.

2.2 Modalità di lavoro seguita dalla Commissione

La Commissione, riunitasi per la prima volta in data 2 ottobre 2003, ha stabilito di procedere all'attività di indagine, organizzandola su più fasi temporali, a seguito di un esame preliminare delle procedure e dei sistemi di difesa e di sicurezza in atto.

Considerando che, sulla base delle informazioni allo stato disponibili, gli eventi che hanno portato all'interruzione dell'energia elettrica in Italia hanno avuto inizio alle ore 3.01 del 28/9/2003, concludendosi alle ore 3.28 dello stesso giorno con il collasso del sistema elettrico, sono stati considerati i seguenti periodi:

- A) Periodo precedente gli eventi: questo periodo comprende il giorno 27 settembre, e si estende fino alle 3.01 del 28; si è provveduto a verificare la situazione del sistema, con particolare riguardo agli istanti precedenti l'inizio delle perturbazioni.
- B) Periodo critico: questo va dal primo evento (ore 3,01) (apertura della linea Lavorgo-Mettlen) al distacco dalla rete europea, (ore 3,25) ovvero all'inizio del collasso del sistema italiano. Con riferimento a tale intervallo di tempo sono stati indagati e verificati tutti gli eventi e la loro connessione.
- C) Fase di collasso del sistema, dal distacco dalla rete europea al black-out vero e proprio, (ore 3,28) con analisi dettagliata della sequenza di eventi, dei successivi alleggerimenti di carico e distacchi di centrali, dell'andamento della tensione e della frequenza, dei fenomeni dinamici.
- D) Fase di recupero e ripresa del servizio, che copre circa 24 ore dopo il black-out, con analisi del dove, quando e come si è tornati in condizioni normali.

Al fine di accelerare i lavori, la Commissione ha ritenuto opportuno limitare il numero delle riunioni collegiali, facendo circolare documenti ed informazioni via e-mail, nonché

suddividere i compiti all'interno del gruppo, tenendo presente 3 tematiche principali ed individuando tre membri come capofila per ciascuna tematica, e precisamente:

Il Prof. Paris per l'area Tecnica (con il Prof. Macchi e l'Ing. Manzoni).

Il Presidente Giampaolino per la Normativa.

Il Prof. Secchi per l'area Economica.

Allo stesso fine, la Commissione ha chiesto ed ottenuto dal Ministro di potersi avvalere dell'Ing. Giuseppe Pratesi e del Prof. Roberto Marconato per l'esame di alcuni aspetti specialistici, e per alcuni sopralluoghi sugli impianti.

Per l'acquisizione di dati ed informazioni, la Commissione ha ritenuto necessaria una serie di incontri con il GRTN e con principali operatori italiani sia della trasmissione, che della produzione e distribuzione, che hanno dato ampia e costruttiva collaborazione, nonché con gli operatori svizzeri ETRANS, ATEL ed EGL, integrati da contatti telefonici e/o richieste scritte di dati, informazioni, documentazione. In particolare, sono stati richiesti dati registrati e documenti tecnici agli operatori di sistema di Francia, Svizzera, Austria e Slovenia, ottenendo risposta, ad oggi, solo dalla Francia.

Tutti i dati e la documentazione raccolta sono allegati alla presente relazione, come precisato più avanti. Le conclusioni esposte si riferiscono alle informazioni disponibili al 15 novembre ed alle analisi su tali dati che si sono potute effettuare in tempo utile per rispettare il termine del 21 novembre. Eventuali informazioni che si rendessero disponibili in futuro, o analisi successive e più approfondite, potranno modificare alcune risultanze, senza però alterare le principali conclusioni e raccomandazioni contenute nel presente rapporto.

2.3 Norme giuridiche e tecniche

Nel corso del suo lavoro, la Commissione ha fatto riferimento alla normativa comunitaria, nazionale, e tecnica di seguito elencata:

- 1) direttiva comunitaria 96/92/CE;
- 2) direttiva comunitaria 2003/54/CE;
- 3) regolamento (CE) n. 1228/2003 del 26 giugno 2003;
- 4) decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- 5) L. 290/03 del 27 ottobre 2003;
- 6) decreto MICA 25 giugno 1999: determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale;
- 7) decreto MICA 17 luglio 2000: concessione al GRTN delle attività di trasmissione e dispacciamento;
- 8) decreto MICA 21 gennaio 2000: assunzione della titolarità e delle funzioni da parte del GRTN;
- 9) direttiva MICA 21 gennaio 2000: direttive al GRTN;
- 10) decreto MICA 7 agosto 2000: ulteriori direttive al GRTN;
- 11) decreto MAP 25 giugno 2003: direttive al GRTN per la verifica della capacità di produzione;

- 12) “Sintesi delle regole di interconnessione” - UCPTE 1991;
- 13) “Misure per evitare grandi disservizi sulle interconnessioni e ripristinare le condizioni normali” – UCPTE 1991;
- 14) “Procedure per la valutazione quantitativa della capacità di trasmissione delle interconnessioni” – ETSO 2001;
- 15) “Regole tecniche di connessione” - GRTN 2001;
- 16) “Regole tecniche di dispacciamento” – GRTN 2001;
- 17) norma tecnica CEI 11-32;
- 18) norma tecnica CEI 11-20.

3. ANALISI DEL SISTEMA DI PREVENZIONE

Il fenomeno della separazione delle reti interconnesse, ed il conseguente collasso delle isole deficitarie, rappresenta un evento estremamente raro (vedi All. n. 1), ancorché previsto nella gestione di ogni sistema elettrico ed in particolare in quello italiano. La Commissione, pertanto, ha anzitutto indagato sull'esistenza di un piano organico operativo per la prevenzione del distacco dalla rete Europea e del successivo collasso della rete nazionale, basato su più linee di difesa, e di un piano di ripristino del funzionamento del sistema (riaccensione) per ridurre le conseguenze del disservizio.

3.1 Prima linea di difesa: manuale assistita, in sala controllo

Questa linea di difesa è destinata a fare in modo che non si determini una situazione di rete che può rendere possibile il distacco dalla rete Europea. Essa si attua per mezzo di manovre eseguite dagli operatori in sala controllo, in contatto con gli operatori delle reti confinanti.

Essa prevede:

- A) *Verifica preventiva dei flussi fisici.* Da parte di ciascun gestore viene effettuata ogni sera una verifica dei flussi fisici nella propria rete per tutta la giornata successiva; essa è intesa a valutare che sia rispettata la condizione N-1 (cioè che lo scatto di una linea non induca sovraccarico delle altre) ed a predisporre un piano di superamento delle eventuali criticità; ogni gestore opera sulla propria rete e sulle linee di frontiera, simulando le reti estere sulla base di informazioni contingenti sull'assetto di rete e sul dispacciamento delle produzioni ricevute dai rispettivi gestori; un accordo tra RTE, ETRANS e GRTN stabilisce che eventuali importanti modificazioni dell'assetto di rete devono essere comunicate per Fax agli altri gestori (All. 2).
- B) *Allarmi di scatto delle linee di interconnessione o delle linee interne coinvolte nello scambio.* Le linee di interconnessione, come tutte le altre linee della rete 380-220kV sono dotate di segnale di allarme allo scatto; in caso di scatto l'operatore è tenuto a verificare se la regola N-1 è ancora soddisfatta; se non lo è l'operatore provvede a riportare il sistema in condizioni di sicurezza con i mezzi consueti: modifiche di schema, ridispacciamento delle produzioni e richiesta telefonica ai partner esteri di modifica del programma di scambio; ciò comporta incremento della produzione interna o, al limite, distacco di carichi; la richiesta è telefonica con conferma immediata per fax. L'insieme di queste operazioni non deve superare i 20 minuti primi per ridurre la probabilità che subentri un secondo guasto.
- C) *Allarmi di sovraccarico delle linee di interconnessione.* E' possibile che, in caso di allarme, il sistema non sia più in sicurezza N-1; quindi l'operatore procede come sopra.
- D) *Ricevimento di richiesta telefonica di modifica del programma di scambio per uno stato di crisi delle reti estere.* Quando la situazione di allarme o di sovraccarico interessa linee di reti estere coinvolte nello scambio, che l'operatore italiano non vede, la responsabilità degli interventi sul sistema è dell'operatore estero; egli provvede nello stesso modo descritto sopra per l'operatore italiano; dopo che l'operatore estero ha effettuato tentativi di modifica di schema e di dispacciamento interno, l'operatore italiano riceve la richiesta di modifica del programma di scambio e provvede in conseguenza come sopra indicato.

Non è previsto allo stato attuale che l'operatore italiano veda direttamente lo stato della rete estera confinante né che riceva allarmi per scatti e sovraccarichi che avvengono in tale rete.

3.2 Seconda linea di difesa: automatica prima del distacco

Nel caso che i provvedimenti della prima fase non abbiano effetto e si avvii il fenomeno di scatto progressivo dei collegamenti, è ancora possibile arrestare il fenomeno prevedendo distacchi di carico automatici; il piano del GRTN¹ prevede infatti l'EDA (Elaboratore Distacchi Automatici): è un apparato previsto per il controllo delle sezioni critiche (di cui il collegamento con l'Europa rappresenta il caso più tipico) mediante sistemi automatici. Esso consente di evitare la separazione della rete distaccando del carico a seguito di apertura definitiva di alcune linee della sezione stessa. L'entità di carico da distaccare è la minima indispensabile per evitare la separazione di rete.

3.3 Terza linea di difesa: automatica nel funzionamento in isola

Dopo che tutta la rete, o parte di essa, si è distaccata dalla rete interconnessa, è possibile evitare il suo collasso se il sistema distaccatosi può continuare a funzionare in isola. Perché ciò avvenga è necessario intervenire in modo rapido, e perciò automatico, su alcuni elementi del sistema in modo da impedire che la frequenza scenda a valori inaccettabili per il funzionamento (soprattutto per il funzionamento delle centrali termoelettriche); i mezzi di intervento a questo fine sono:

- A) *Distacco automatico delle pompe degli impianti idroelettrici ad accumulo.* Questo dispositivo è attivo solo in regime notturno o di fine settimana, quando queste pompe sono in funzione¹; peraltro è estremamente efficace in quanto è attuabile con estrema rapidità con relais di frequenza e non disturba in alcun modo l'utenza.
- B) *Distacco dei carichi.* Su comandi di relais sensibili alla frequenza e alla derivata della frequenza vengono progressivamente distaccati utenti o insiemi di utenti (dorsali di reti MT) fino alla ripresa della frequenza¹; i diversi possibili livelli di taratura consentono di realizzare la miglior distribuzione temporale e geografica del distacco; è previsto che debbano essere predisposti distacchi per circa il 60% del carico (compreso un margine del 10%, per tenere conto degli interventi mancati).
- C) *Intervento della riserva rotante.* In caso di distacco di carico e abbassamento di frequenza i generatori incrementano la loro produzione secondo le loro energie regolanti in tempi molto brevi senza superare i limiti tecnologici².
- D) *Soglia minima del distacco per sottofrequenza delle centrali termoelettriche.* Il GRTN richiede, nelle Regole Tecniche di Connessione, che i generatori termoelettrici debbano poter funzionare con frequenze di rete fino a 47,5² Hz; la protezione di sottofrequenza interviene 4 secondi dopo il raggiungimento di questa soglia ed è da considerarsi molto cautelativa ai fini della difesa del sistema, anche se impone condizioni severe alla centrale.

3.4 La riaccensione del sistema

La riaccensione del sistema, e cioè l'insieme delle operazioni che devono riportare in funzione il sistema dopo il suo collasso, è regolata da un Piano di Riaccensione organizzato dal GRTN³, che stabilisce le regole con cui i diversi operatori coinvolti (società di produzione per le manovre sulle centrali, società di trasmissione e di distribuzione per le manovre sulle rispettive reti) devono operare.

¹ GRTN - GUIDA TECNICA (05) PIANI DI DIFESA DEL SISTEMA ELETTRICO 17-5-2000

² GRTN - CODICE DI TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO [CC]

³ GRTN - Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale (DRRT X03001)

Il piano prevede una serie di direttrici di riaccensione che, a partire da centrali in grado di avviarsi senza il supporto della rete, possano consentire l'attivazione di un'isola di carico prossima ad una delle grandi centrali termoelettriche a cui collegare la centrale stessa e riavviarla. In relazione all'elevato numero di elementi da riattivare o da manovrare che concorrono a formare la direttrice, non è escluso che la manovra fallisca; per questo il PdR prevede direttrici di riserva.

Le manovre di riaccensione devono essere eseguite rapidamente, al fine di trovare al centrale da riavviare ancora "calda" e quindi in grado di prendere carico. Per questo è essenziale che i sistemi di telecomando con cui i vari operatori attuano le manovre siano attivi.

Al fine di rendere le operazioni il più rapide possibile, il PdR raccomanda che le operazioni di riaccensione delle direttrici siano effettuate localmente ed autonomamente (consegne autonome) senza l'intervento del GRTN (e delle sue organizzazioni territoriali); tale intervento è richiesto:

- a) a coordinare le riaccensioni su direttrici non descritte nel piano, in caso di fallimento di quelle previste;
- b) per ricollegare una volta attivate le direttrici le diverse parti riaccese e provvedere al graduale ripristino del servizio in tutta la rete.

3.5 Commenti

E' possibile concludere che al momento dell'evento analizzato era operativo un organico piano di difesa contro il distacco dalla rete Europea; i punti più deboli della catena dei provvedimenti, che poi sono stati evidenziati dall'evento, sono i seguenti.

- A) Nella prima linea di difesa, in fase predittiva, appare scarsamente regolata l'interazione tra i vari gestori; in fase di controllo in tempo reale, manca una visione immediata e segnalata dello stato "in profondità" delle reti vicine per intervenire nel caso di comportamento inadeguato dei gestori vicini.
- B) Nella seconda linea di difesa, si evidenzia una scarsa possibilità di difesa intrinseca degli EDA così come previsti e tarati.

Altri problemi descritti nel seguito hanno portato il sistema al collasso; da essi potranno essere tratti ulteriori suggerimenti per consentire di migliorare il sistema di difesa.

4. RICOSTRUZIONE DEGLI EVENTI FINO AL DISTACCO DALLA RETE EUROPEA

Si descrive la sequenza degli eventi che tra le H 3.01 e le H 3.26 del 28 settembre hanno condotto alla separazione della rete italiana da quella europea e precisamente:

- le condizioni del sistema elettrico negli istanti precedenti (H3.00) l'inizio delle perturbazioni;
- il primo scatto linea in Svizzera (H3.01) ed i successivi provvedimenti dei gestori (GRTN ed ETRANS) nei successivi 24 minuti, prima del secondo scatto linea in Svizzera (H3.25);
- il secondo e terzo scatto in Svizzera, e la successiva apertura in cascata, per sovraccarico e poi per "perdita di passo", delle linee di interconnessione, con conseguente separazione della rete italiana da quella europea. Si tratta di una sequenza di eventi molto rapida, della durata di una decina di secondi, con una "coda" di collegamento asincrono che si svolge tra il minuto 25 e il 26.

4.1 Condizioni del sistema elettrico precedenti l'inizio delle perturbazioni

In Italia:

- fabbisogno totale nazionale*: circa 27500 MW (3500 MW da pompe e 24.000 MW da carichi e perdite in rete);
- produzione nazionale: circa 20500 MW, di cui 18700 MW termica (inclusi 3400 MW di autoproduzione e su MT), 1180 MW idraulica, 560 MW geotermica ed eolica;
- importazione: 6594 MW, (da Francia 2198 MW, da Svizzera 3563 MW, da Austria 185 MW, da Slovenia 648 MW) oltre a 300 MW da Grecia in corrente continua;
- importazione programmata (dati GRTN): 6358MW (da Francia 2156 MW, da Svizzera 3447, da Austria 162 MW, da Slovenia 593 MW), oltre a 300 MW da Grecia in corrente continua.

La ripartizione tra le 15 linee di confine è indicata nella Tabella 4.1 seguente (e in all. 3).

Tab. 4.1 Transiti registrati sulle linee di interconnessione immediatamente prima del primo scatto in Svizzera

	FRANCIA				SVIZZERA								Austria	SLOVENIA	
tempi	Campor leBroc 220kV	Venaus Villar 400kV	Rondis Albert2 400kV	Rond Albert 1 400kV	Avisse Riddes 220kV	Valpel Riddee 220kv	Pont Airolo 220kV	pallanz Morel 220Kv	musignan o lavorgo 400kV	bulciago Soazza 400kV	mese Gorduno 220kV	sondrio Robbia 220kV	Soverzene Lienz 220kV	padriciano divacia 225kV	redipuglia divaccia 400Kv
	F	F	F	F	Sv Ov	SV Ov	ticino	ticino	ticino	ticino	ticino	SvizES	A	Slovenia	Sloven
3.00	-194	-636	-648	-720	-241	-254	-230	-131	-1284	-1076	-139	-208	-185	-88	-560

* Sardegna esclusa perché in funzionamento isolato (SACOI in manutenzione).

All'estero, in vicinanza del confine italiano, la situazione era la seguente:

- a) in Francia (dati RTE) le 3 linee a 380kV provenienti dall'Italia erano tutte collegate al nodo di Albertville, ma su sbarre separate per la linea 1 e linea 2 da Rondissone e tramite una serie di stazioni intermedie di carico e generazione per la linea Venaus Villarodin 380kV;
- b) in Svizzera ("Interim Report" dell' UCTE⁴) si era provveduto a sezionare le sbarre di Sils 380kV, di Morel, di Innertkirchen 220kV, in modo che il trasporto verso l'Italia venisse opportunamente ripartito sulle tre linee interne svizzere che attraversano le Alpi, nei passi del Gottardo, S.Bernardino e Lucomagno, verso la zona del canton Ticino, da dove, a valle delle linee precedenti, partono le interconnessioni principali verso la zona a nord di Milano. Altri circa 500 MW circa raggiungevano l'Italia da Riddes, attraverso una direttrice di trasporto più a Ovest della Svizzera, costituita da 2 linee a 220kV;
- c) le tre linee principali sopra citate (dati dedotti da rapporto UCTE) erano notevolmente cariche: la Mettlen Lavorgo 380 kV (Lucomagno) trasportava circa 1300 MW; la Mettlen Airolo 220 kV (Gottardo) trasportava circa 450 MW; la Sils Soazza 380 kV (San Bernardino) trasportava circa 1200 MW. Sarà su queste tre linee svizzere, cariche complessivamente a quasi 3000 MW, che inizierà il transitorio causa del black-out;
- d) per quanto riguarda Austria e Slovenia, non sono noti per ora particolari assetti di rete (peraltro richiesti ai rispettivi gestori).

La situazione sopra descritta permane senza sensibili modifiche fino al primo evento (1o scatto in Svizzera, delle 3.01).

Commento sulla situazione iniziale. Per l'Italia, un dipendenza dall'estero per il 25% della totale potenza in rete è una situazione assai delicata, che va accuratamente sorvegliata e programmata, come già accennato e come si dettaglierà nelle raccomandazioni.

Per ora si ricorda che:

- a) le condizioni di sicurezza (regola N-1) nella rete al confine appaiono rispettate;
- b) il totale importato alla frontiera settentrionale era di poco superiore al programmato da GRTN (6594 MW invece di 6358 MW) e lo stesso per la quota di l'importazione da Svizzera. (3563 MW invece 3447 MW);la riserva disponibile (dati GRTN), con tempi tra 5 e 20 minuti, era sufficiente: circa 3500 MW termici e 2500 idraulici. Inoltre, in caso di necessità, si poteva ricorrere a circa 3300 MW di pompe distaccabili (che successivamente potevano passare in produzione per circa 4800 MW) e, con tempi di attivazione inferiori al minuto, a circa 1300 MW di utenze con clausola d'interrompibilità in tempo reale;
- c) la banda di regolazione primaria era sufficiente (vedi cap. 6), nonostante il tipo di generazione in funzione e delle sue condizioni di funzionamento;
- d) la potenza disponibile per regolazione secondaria era di entità limitata, ma integrabile o ripristinabile a blocchi, mediante distacco di pompe;
- e) la situazione delle tensioni e transiti interni era mediamente buona, anche se la forte generazione di reattivo dovuta al basso carico di molte linee, obbligava molti generatori a funzionare vicino ai limiti di sottoeccitazione nel Centro-Sud, mentre quelli del Nord erano o in sovraccitazione o ad erogazione di reattivo di fatto nulla.

⁴ Interim Report of the Investigation Committee on the September blackout in Italy

Per quanto riguarda la rete svizzera:

- a) la regola N-1 era rispettata solo accettando che per scatto di una delle due linee a 380 kV sopra ricordate, fosse possibile provvedere nel tempo di alcuni minuti (ad es. 15-20 minuti) alla riduzione dei sovraccarichi sulle due rimanenti, in modo da ritornare ad una nuova condizione N-1. Si vedrà successivamente che i provvedimenti adottati a tale scopo sono risultati non efficaci e probabilmente non sufficientemente coordinati. Inoltre, altri provvedimenti possibili e risolutivi (richiesta esplicita all'Italia di distaccare qualche migliaio di MW di pompe) non sono stati adottati se non in misura insufficiente (300 MW);
- b) non si sono ancora avute informazioni, salvo il cenno sopra fatto, sui transiti dalle altre nazioni verso la Svizzera e poi verso l'Italia. Anche a tal proposito si è avanzata richiesta di informazioni attraverso i canali ufficiali (Ambasciata);
- c) i transiti fisici da Svizzera ad Italia, attorno ai 3550 MW alle 3:00, erano praticamente corrispondenti al programma definito la sera prima. Gli operatori svizzeri osservano che tali transiti erano superiori agli scambi commerciali di circa 500 MW, e che gli inevitabili scostamenti dei transiti fisici dagli scambi commerciali avvengono spesso con questi valori, per cause esterne alla rete svizzera. In particolare, flussi fisici provenienti da altri paesi (citati Francia, Germania, paesi dell'Est per conto Francia) e diretti in Italia attraversano spesso la rete Svizzera. Tale osservazione non appare tuttavia rilevante ai fini della sicurezza, per la quale importano i transiti programmati (il giorno precedente) e quelli fisici effettivi, ma non i commerciali.

4.2 Primo scatto linea in Svizzera e successivi provvedimenti dei gestori

Si descrivono: la prima apertura linea in Svizzera della linea Lavorgo-Mettlen, che provoca sovraccarico sulle altre due linee che portano potenza verso il Ticino e da qui all'Italia; i provvedimenti infruttuosi dell'operatore ETRANS per ridurre tali sovraccarichi; le comunicazioni intercorse con l'operatore GRTN, fino al secondo scatto (e terzo) delle due linee, avvenuto circa 24 minuti dopo il primo.

Apertura della linea 400 kV Lavorgo - Mettlen (linea della rete interna svizzera). Il primo evento che perturba la situazione avviene circa alle 03.01.42 e riguarda l'apertura in seguito a guasto della linea suddetta, che trasportava dal Centro della Svizzera, attraverso il passo del Lucomagno, circa 1300 MW verso Lavorgo, stazione della Svizzera ticinese da dove parte la linea di interconnessione con l'Italia Lavorgo – Musignano a sua volta caricata a 1284 MW.

L'apertura viene addebitata a scarica verso albero, forse favorita da una riduzione della distanza di isolamento dovuta ad allungamento dei conduttori per riscaldamento da correnti elevate: infatti la linea risulta caricata all'86% della sua massima capacità dichiarata (2400 A) ed oltre il suo limite di sicurezza secondo il criterio italiano (2000 A). I ripetuti tentativi di richiusura della linea non hanno successo per blocco dovuto a elevato angolo tra le tensioni agli estremi (pare 42 gradi contro i 36 ammessi). La sola segnalazione rintracciata in Italia di tale disturbo sembra confermare l'esistenza di un "guasto a terra" (All. 4).

Aumento dei transiti sulle linee restanti. In seguito all'apertura della Lavorgo-Mettlen, aumentano i transiti sulle altre due linee della rete svizzera che da nord alimentavano la zona Ticino/Bellinzona attraverso gli altri due passi del San Bernardino e del Gottardo: la linea a 380 kV Sils- Soazza si carica al 110% della capacità dichiarata e la linea 220 kV Mettlen – Lavorgo –Airolo a circa l'83%.

Si noti (vedi anche All. 3) che la portata al limite termico delle tre linee svizzere (armate con due conduttori 450 mm² Aldrey, un minimo assoluto per le linee a 380 kV) calcolata secondo le regole fornite dagli svizzeri (ma anche secondo quelle italiane) avrebbe il valore di 2000 A: questo dovrebbe essere il flusso massimo di corrente in condizioni di rete integra, denominato in Italia “limite di sicurezza”. Gli svizzeri dichiarano, invece, una portata massima di 2400 A (verbalmente e nel rapporto ad interim UCTE) del 20% superiore; essa è interpretabile, secondo la prassi italiana, come limite da adottare nelle verifiche N-1 (l’aumento di portata del 20% tiene conto della dinamica termica e può essere tollerato per i tempi necessari al riassetto della rete). Il gestore svizzero, quindi, non avrebbe rispettato neanche prima del primo scatto la regola N-1, in quanto allo scatto della Mettlen-Lavorgo la Sils Soazza avrebbe trasportato il 110% del limite N-1.

Gli svizzeri, dunque, considerano il limite di 2400 A ulteriormente superabile per breve tempo in condizioni N-1. E’ una questione da riconsiderare, in quanto le regole N-1 non dovrebbero avere ambiguità di questo tipo.

Le importazioni globali italiane, tra prima e dopo lo scatto linea in Svizzera, rimangono all’incirca costanti a 6600 MW in totale, ma con diversa ripartizione tra le frontiere: si assiste ad una riduzione di circa 550 MW dalla Svizzera (da 3600 a circa 3050 MW), compensata da un aumento sulle linee da Francia (+370 MW), Austria (+30 MW), e Slovenia (+150 MW).

La variazione di maggiore entità, sulle singole linee verso l’Italia, si osserva sulla Lavorgo Musignano che si riduce di circa 700 MW (da 1244 a 544 MW). Le variazioni sulle altre linee non sono preoccupanti, con l’eccezione delle due linee da Riddes (Svizzera occidentale) che salgono a circa 300 MW ciascuna, ma pur sempre sotto il limite operativo che avrebbe causato una segnalazione di allarme di primo livello presso il GRTN⁵.

Provvedimenti adottati da GRTN ed ETRANS dopo il primo scatto. Per circa 24 minuti, fino al secondo scatto in Svizzera delle ore 3.25 la situazione dei transiti ai confini si stabilizza, ma la Sils Soazza è in sovraccarico. In questi 24 minuti gli operatori di ETRANS e GRTN adottano alcuni provvedimenti:

- a) l’operatore italiano (GRTN) riceve alle ore 3.11 una telefonata da ETRANS che chiede una riduzione della potenza di scambio con l’Italia di 300 MW; non allarmato dalla modesta richiesta, provvede alle 3.21 allo stacco di una pompa (circa 155 MW) ad Entraque e ad un incremento di produzione di 130 MW;
- b) l’operatore Svizzero (ETTRANS), dopo aver verificato tramite tentativi l’impossibilità di richiusura della linea scattata (in blocco per angolo eccessivo, come sopra ricordato), ed aver esaminato una serie di provvedimenti in contatto con personale di EGL e ATEL, effettua la telefonata sopra ricordata delle 3.11, circa 10 minuti dopo lo scatto linea. Vengono menzionati, tra i provvedimenti esaminati nei 24 minuti, la possibile apertura (poi non decisa) della linea Pradella Filisur e l’apertura di un autotrasformatore 380/220 a Soazza effettuata alle 3.18. Tutti questi provvedimenti si rivelano inefficaci a ridurre il sovraccarico della Sils Soazza.

⁵ Si nota qui, una volta per tutte, che per la portata limite delle linee erano stati adottati in anticipo, in accordo tra i gestori, i valori invernali più elevati, tenendo conto delle temperature relativamente basse in atto.

Commento sul comportamento di GRTN ed ETRANS nei 24 minuti.

GRTN

- A) L'operatore italiano conferma che non è stata segnalata da ETRANS alcuna situazione di allarme per la Svizzera nella telefonata delle ore 3.11.
- B) Inoltre non viene ricevuto alcun fax segnalante una situazione critica, come richiesto dalle regole UCTE, in caso di problema interno ad una rete (nel caso quella Svizzera) che il relativo gestore non riesca a risolvere da solo.
- C) Le variazioni sui transiti verso Italia non sono tali da attivare allarmi presso il GRTN. L'operatore in servizio non era tenuto ad alcuna azione, essendo le variazioni del totale importato (programma) percentualmente modeste. Le variazioni sulla linea Lavorgo Musignano, in riduzione di 700 MW, avrebbero potuto allarmare l'operatore; il GRTN peraltro, le interpreta come variazioni ordinarie dovute a cause estere (es. stacco od attacco gruppi), che non compete al gestore italiano controllare e che non sono pertanto giudicate a priori allarmanti.
- D) La tempestiva segnalazione di una situazione critica da parte ETRANS, con richiesta di ridurre drasticamente la domanda in Italia, avrebbe potuto essere soddisfatta da GRTN con molteplici misure a disposizione, in particolare distaccando le pompe in servizio (erano disponibili oltre 3000 MW) ed evitando in tal modo l'insorgere del black-out.
- E) Pur essendo quindi GRTN esonerato – secondo le regole attuali UCTE - da qualunque controllo e verifica sulle reti estere, è parere della Commissione che la delicatezza della situazione italiana, largamente dipendente dall'importazione, richieda di modificare al più presto tale situazione. In particolare, oltre ad altri provvedimenti, andranno tenute sotto controllo le tre principali linee che dal nord della Svizzera vanno verso il Canton Ticino, spesso caricate in vicinanza del limite operativo (per una trattazione più dettagliata si vedano le raccomandazioni).

ETTRANS

- A) Appare evidente che l'operatore svizzero di ETRANS, messi in contatto con EGL e ATEL, abbia ritenuto di poter risolvere il sovraccarico interno della linea Sils Soazza, dapprima con i citati provvedimenti interni (richiusura tentata ripetutamente della Lavorgo-Mettlen, cambiamenti di assetti di rete, ecc.) e poi con la richiesta insufficiente di riduzione di soli 300 MW in Italia.
- B) Non è stato possibile finora sapere da fonte Svizzera se i provvedimenti adottati da ETRANS erano quelli previsti in sede della verifica N-1 eseguita preventivamente in base alle previsioni scambiate via UCTE alle 18.30 di sabato 27/9 (rapporto UCTE). Tuttavia, sempre dal rapporto UCTE, si apprende che la procedura di richiedere a GRTN lo stacco pompe è espressamente elencata tra i provvedimenti da prendere da parte dell'operatore ETRANS in caso di scatto della Mettlen Lavorgo.
- C) I tentativi di richiudere la Mettlen Lavorgo, e le altre operazioni tentate in contatto con gli operatori ATEL e EGL, si sono protratti per molto tempo (fino alle 3.10, prima della telefonata, ed oltre fino all'apertura della seconda linea). Viceversa, sarebbe stato necessario non solo ridurre rapidamente il sovraccarico sulla Sils Soazza, ma anche assicurarsi di ritornare al più presto ad un nuovo stato N-1 sicuro. Provvedimento risolutivo sarebbe stato il distacco di una potenza elevata (dell'ordine di 2000 MW o più) di pompe in Italia. Una richiesta di tal tenore non è stata effettuata.

- D) In conclusione si può affermare che esisteva la possibilità (richiesta di stacco pompe in Italia) di ricondursi ad uno stato N-1 sicuro in tempi inferiori alla durata convenzionale accettabile di sovraccarico della Sils Soazza. Tuttavia, tale possibilità non è stata utilizzata da ETRANS, creando le premesse per il successivo evolvere verso il black-out.
- E) Dal comportamento suddetto, che prolungava nel tempo uno stato di rischio, si dedurrebbe anche che c'è stata una probabile sottovalutazione delle conseguenze che lo scatto della seconda linea Sils-Soazza avrebbe avuto sul sistema italiano (nelle raccomandazioni, si ritornerà sulla necessità di calcoli predittivi, che tengano conto anche dei fenomeni dinamici).

4.3 Secondo e terzo scatto in Svizzera, e successivi, fino a separazione delle reti

La ricostruzione ed interpretazione degli eventi di questo paragrafo riguarda un breve intervallo di tempo, poco più di una diecina di secondi tra 3.25.22 e 3.25.35 (con una coda di 55" di funzionamento con collegamento asincrono alla Slovenia, comunque di scarsa importanza).

Essa inizia circa 24 minuti dopo il primo scatto in Svizzera, con lo scatto delle due restanti linee interne svizzere che alimentano la zona del Ticino e da qui le linee verso l'area a nord di Milano. Segue in tempi rapidi l'apertura a cascata delle linee di interconnessione e l'isolamento completo dell'Italia dall'estero, con perdita degli oltre 6300 MW di importazione e inizio del transitorio di frequenza.

La definizione precisa della sequenza di questi eventi, delle cause di apertura delle singole linee, dei fenomeni di sovraccarico, di variazione tensione e di angolo avvenuti è riportata in All. 4. Tale attività ha richiesto uno sforzo notevole per il reperimento di dati e registrazioni in campo sia in Italia che, ove possibile, all'estero (solo RTE ha inviato le informazioni richieste), e per la successiva opera di interpretazione e sincronizzazione delle registrazioni dei fenomeni. I documenti originali raccolti sono forniti in un disco allegato, insieme a tutta la documentazione raccolta anche per le altre fasi dello studio.

Qui di seguito si riporta solo una sintesi degli eventi e le principali conclusioni raggiunte.

Scatti avvenuti in Svizzera alle 3.25'21-25" e transiti immediatamente prima e dopo.

- A) Immediatamente prima del secondo scatto linea, in Svizzera permane da circa 24 minuti lo stato di carico elevato sulle due restanti linee svizzere verso il Ticino (cioè, secondo UCTE, circa 110% per la Sils Soazza e 85% per la Mettlen Airolo). I transiti sulle linee di interconnessione con l'Italia non sono variati significativamente rispetto ai valori successivi al primo scatto (i loro valori sono indicati in All. 3) e si mantengono dentro i limiti.
- B) Apertura della linea 380 kV Sils - Soazza e poi della linea 220 kV Mettlen Airolo: la Sils Soazza apre alle 3.25.21, secondo ETRANS per scarica verso albero come per la precedente apertura della Mettlen Lavorgo. Dalle registrazioni reperite in Italia ai nodi di confine non risulta alcuna perturbazione, probabilmente per la distanza del punto di guasto. Sarà necessario acquisire dalla Svizzera le richieste registrazioni dei perturbografi installati agli estremi della linea per valutare l'attendibilità di questa ipotesi, considerato che la conoscenza delle cause reali è importante per i provvedimenti da prendere in futuro (vedi commenti e All. 3).
- C) La Mettlen Airolo 220 kV apre circa 3 secondi dopo, presumibilmente per sovraccarico provocato dall'apertura della Sils Soazza.

- D) Avvengono anche altri scatti minori, e tutta la zona del Ticino, non più alimentata dal resto della Svizzera, resta invece collegata alla rete Italiana da cui inizia a prelevare potenza (circa 300 MW) attraverso le due linee a 380 kV (Musignano Lavorgo e Bulciago Soazza) e le tre a 220 kV (Ponte Airolo; Pallanzeno Morel e Mese Gorduno) che la interconettono con l'Italia. Questa situazione permane a lungo, anche durante il transitorio di frequenza che porta al black-out.
- E) Come conseguenza della situazione sopra descritta, la rete italiana perde circa 2000 MW in precedenza importati dal Ticino (oltre a sopportare un carico aggiuntivo di oltre 300 MW dovuto all'inversione dei transiti) che vengono ripartiti sulle restanti linee di importazione. Le 3 linee a 220 kV, provenienti dalla Svizzera ad Est (Robbia) e ad Ovest (Riddes) del Ticino, ancora connesse al resto della rete svizzera, salgono in complesso di quasi 400 MW; i transiti da Francia, Austria e Slovenia aumentano di oltre 1800 MW globali.
- F) Un'indicazione visiva dei fenomeni descritti è fornita in tab. 4.2 (e all. 3), che riporta le potenze transitanti sulle linee italiane durante il transitorio (tempi e valori vanno interpretati, essendoci degli sfasamenti temporali, pur piccoli, tra questo tipo di registrazione e quella degli scatti. I fenomeni descritti sopra ed in seguito (azzeramento ed inversione delle importazioni da Svizzera, con aumento di quelle da Francia, Austria e Slovenia sono tuttavia evidenti, fino poi all'azzeramento dell'importazione).

TAB 4.2 *Transiti registrati sulle linee di interconnessione prima e dopo il secondo scatto in Svizzera.*

TRANSITI SU LINEE SVIZZERE									TRANSITI DA NAZIONI				
tempi	Avises		Riddes		Pallanzeno		Musignano		Mese Gorduno		Sondrio		totale IMPORT (-) o export(+)
	Sv	Ov	SV	Ove	ticino	ticino	ticino	ticino	SvizES	SvizEST	tot SVIZZERA	TOT DA FR	
3.25.20	-284	-298	-190	-111	-488	-1184	-124	-254	-2933	-2487	-206	-783	-6409
3.25.20	-284	-298	-190	-111	-488	-1184	-124	-254	-2933	-2487	-206	-783	-6409
3.25.22	-290	-369	-191	-107	-348	-1128	-118	-255	-2806	-2565	-211	-791	-6373
3.25.24	-401	-403	-143	-92	-348	-172	-118	-423	-2100	-3189	-211	-791	-6291
3.25.26	-401	-403	-143	-92	-348	-172	-118	-423	-2100	-3189	-211	-1062	-6562
3.25.28	-380	-403	112	36	64	76	-74	-423	-992	-3809	-336	-1178	-6315
3.25.30	-380	-403	112	34	72	80	-14	-13	-512	-4033	-336	-1445	-6326
3.25.32	-380	-403	112	34	72	80	-14	-13	-512	-4033	-336	-1445	-6326
3.25.34	-1	-1	95	-29	128	92	16	0	300	-3380	-374	-1962	-5416
3.25.36	-1	-1	95	-29	128	92	16	0	300	-3380	-374	-1962	-5416
3.25.38	-1	-1	-16	-26	128	92	16	0	192	-833	-374	-1962	-2977
3.25.40	-1	-1	-16	-29	128	92	16	0	189	7	-374	-1962	-2140
3.25.42	-1	-1	-11	-24	184	108	1	1	257	3	-374	-1962	-2076
3.25.44	-1	-1	-11	-24	184	120	3	1	271	3	1	-434	-159
3.25.46	-1	-1	-9	-18	204	124	2	1	302	7	1	-434	-124
3.25.48	-1	-1	-8	-17	204	124	2	1	304	7	1	-434	-122
3.25.50	-1	-1	-8	-17	204	124	2	1	304	7	1	-434	-122
3.25.52	-1	-1	-10	-18	196	120	2	1	289	7	1	-434	-137

NOTA: I tempi non sono esattamente sincronizzati con quelli utilizzati per scatti linee. Inoltre le potenze non sono misure istantanee

Apertura in cascata delle linee di interconnessione con Svizzera, Francia, Austria e Slovenia. Fino a questo momento non si sono avute aperture di linee con l'estero (Svizzera compresa) anche se le cinque linee verso il Ticinese non importano, anzi esportano. Tutta la potenza richiesta dall'estero (i circa 6300 MW restanti dopo lo stacco pompa effettuato dal GRTN ed il carico del Ticino) si ripartisce sulle 10 linee restanti, che aprono in rapida sequenza, le prime per sovraccarico, le successive per fenomeni dinamici⁶ (collasso di tensione e perdita di passo). In Allegato 3 viene analizzato, sulla base degli oscillogrammi registrati, il comportamento delle protezioni che hanno comandato l'apertura linee, individuandone le cause. Si può affermare che tutte le protezioni hanno funzionato correttamente e che l'apertura in cascata delle interconnessioni era ormai inevitabile.

Di seguito si riporta un sunto degli eventi.

L'apertura delle linee di frontiera avviene in rapida sequenza **in poco più di 10 secondi**, (a parte una coda ininfluyente), cominciando da Svizzera, seguita da Francia e poi all'EST (Austria e Slovenia). Precisamente:

- A) **Frontiera svizzera: tra le 3:25.26 e 28.** Avvengono in rapida successione gli scatti delle 3 linee a 220 kV che ancora importavano dalla Svizzera nelle zone ad Est ed Ovest del Ticino⁷: la linea a 220 kV Cislago – Sondrio – Robbia (sbarre separate a Sondrio) apre a Cislago; la linea Avise – Valpelline (in serie alla Riddes-Avise) apre ad Avise; la linea Riddes – Valpelline apre a Riddes. Con questi scatti - dovuti a sovraccarico come descritto in All. 4 - viene a mancare completamente la fornitura di potenza attiva (circa 1200 MW) ancora proveniente dalla Svizzera, che anzi continua a prelevare da Italia verso il Ticino oltre 200 MW. Si caricano ulteriormente le linee di interconnessione con la Francia, l'Austria e la Slovenia.
- B) **Frontiera Francese: circa alle 3.22.33.** Venuta ormai meno tutta la potenza originariamente proveniente da Svizzera, la maggior parte della importazione prende la via delle linee restanti dalla Francia. In questo quadro che comporta un notevole contemporaneo abbassamento di tensione sui nodi attorno a Torino (da 380 a circa 270 kV a Rondissone) ed in quelli Francesi confinanti (da 400 kV a 300 kV circa ad Albertville), si verificano quasi contemporaneamente (in pochi decimi di secondi attorno alle 3.25.33) le aperture delle 3 linee a 380 kV dalla Francia. Il comportamento delle protezioni che comandano tali aperture, inclusa quella della linea a 220 kV di Camporosso (di minore importanza) è descritto in All. 4, dove viene anche ricostruita la sequenza delle aperture. Si tratta, come si vedrà in seguito, di un fenomeno di crollo (instabilità) delle tensioni a cavallo della frontiera italo-francese, seguito da una "perdita di passo" della rete italiana rispetto a quella europea. E' un fenomeno inatteso (non si tratta più solo di sovraccarico linee, come in precedenza) che solo una ricostruzione accurata con appropriati mezzi di simulazione potrà spiegare in dettaglio, dando preziosi suggerimenti per l'adattamento futuro del piano di difesa.

⁶ nel presente testo si indica convenzionalmente con:

- "apertura per sovraccarico" gli scatti linea avvenuti per intervento delle protezioni distanziometriche in quarto o quinto gradino, con tempi di ritardo dell'ordine di 3" (si è in presenza di correnti molto elevate e tensioni basse, come potrebbe avvenire anche per guasti lontani);
- "apertura per perdita di passo" gli scatti linea avvenuti per intervento delle protezioni distanziometriche in primo o secondo gradino, con tempi di ritardo dell'ordine di 0,5" (si è in presenza di correnti e tensioni simili a quelle di guasto trifase vicino).

⁷ All'incirca contemporaneamente sembra (da confermare) che vengano separate le sbarre a Lienz, ma la linea Lienz Soverzene, continua a trasmettere verso l'Italia.

- C) **Frontiera EST (Austria e Slovenia): tra le 3.25.34 e 3.25.35.** La perdita di passo, dopo separazione con la Francia, sposta il suo centro elettrico verso il Nord-Est con apertura delle linee con Austria e Slovenia e precisamente delle linee a 220 kV Soverzene – Lienz (Austria) che apre a Lienz (3.25.34,06) ed a 380 kV Redipuglia – Divacia (Slovenia) che apre a Divacia alle 3.25.34,54 per perdita di passo. Contemporaneamente aprono le due linee interne all'Italia Redipuglia Planais 380 kV e Redipuglia Udine 220 kV.
- D) **Funzionamento asincrono per 55” (tra 3.25.34 e 3.26.29) con Slovenia.** La linea 220 kV Divacia Padriciano rimane chiusa ed alimenta a Padriciano una piccola rete a 220 kV (includente Padriciano, Monfalcone, Redipuglia 220 kV ed il gruppo 1 di Monfalcone) e da questa rete, attraverso trasformatori 220/130 kV, è connessa alla rete a 130 kV della zona di Udine. Quest'ultima è sua volta connessa con trasformatori situati più a nord, alla rete italiana 220/380 kV ormai asincrona rispetto a Slovenia ed Europa. Questo collegamento di elevata impedenza (di scarsa importanza sul transitorio di frequenza del sistema Italiano) permane per circa 55” inondando di “oscillazioni” i registratori di buona parte dell'Europa. Il fenomeno si interrompe con l'apertura, per ultimo, del trasformatore ATR1 220/130 kV di Redipuglia (All. 4).

4.4 Commenti

- A) L'apertura alle 3.25 della linea 380 kV Sils Soazza avviene, secondo ETRANS, per scarica verso albero come per la precedente apertura della Mettlen Lavorgo aggravata dall'aumento di freccia dovuto a sovraccarico: di tale ipotesi non si dispone di prova documentata; infatti dalle registrazioni reperite in Italia ai nodi di confine non risulta alcuna perturbazione, probabilmente per la distanza del punto di guasto, mentre le registrazioni effettuate in Svizzera, pur richieste da tempo, non sono ancora pervenute. Ad avviso della Commissione la vera causa di questo scatto deve essere ulteriormente indagata, considerato che la conoscenza delle cause reali è importante per i provvedimenti da prendere in futuro.
- B) L'apertura della 220 kV Mettlen Airolo – rimasta la sola a trasferire la potenza dal nord verso il Canton Ticino- si verifica circa 3 secondi dopo, per l'intervento delle protezioni distanziometriche (“sovraccarico”).
- C) Lo scatto a cascata delle linee di interconnessione Italia/Estero, dopo i due scatti suddetti, avviene in tempi brevissimi, poco più di una diecina di secondi, ed era in quelle condizioni inevitabile. Il fenomeno così rapido denuncia che da un certo istante è sopravvenuto un problema di stabilità.
- D) Si può certamente affermare che in tutto questo periodo il sistema italiano non è stato sede di alcun guasto; che le protezioni delle linee italiane hanno reagito secondo il previsto; che la separazione definitiva è avvenuta per crollo tensioni e perdita di passo (fenomeno dinamico); che gli attuali dispositivi EDA non potevano evitare il fenomeno del distacco, iniziato per apertura di linee non appartenenti alla rete italiana.
- E) Ne risulta che la principale sezione della rete svizzera (due linee a 380 kV ed una a 220 kV) che porta potenza verso il Ticinese e quindi verso la Lombardia, è una sezione “critica” per la rete italiana, quando si importano dalla Svizzera potenze dell'ordine di 3500 MW, dei quali quasi 3000 MW attraverso la sezione suddetta come già evidenziato in occasione di mancati disservizi precedenti. E' quindi necessario adottare particolari cautele (vedi 9.3) con riferimento a quel punto della rete svizzera.

5. FENOMENI DINAMICI E TRANSITORIO DI FREQUENZA FINO AL BLACK-OUT

Nel presente capitolo vengono esaminati i fenomeni dinamici ed il transitorio di frequenza, con il sistema elettrico italiano ormai isolato dalla rete, fino al distacco completo delle centrali e azzeramento (black-out) del servizio.

Il transitorio di frequenza tra 50 e 47.5 Hz ha una durata di circa 2 minuti e 30 secondi (circa tra 03.25.33 e 03.28.00) ed avviene per squilibrio tra carico e generazione: si sono persi oltre 6600 MW (inclusi carichi aggiuntivi esteri) in importazione, cui si è aggiunto un intempestivo distacco di troppe centrali italiane. Il distacco delle pompe e l'intervento degli alleggeritori automatici del carico non è risultato sufficiente, per i motivi che verranno esposti, a permettere la risalita della frequenza, evitando il completo black-out.

E' da notare che solo la ricostruzione del disservizio tramite simulazioni al calcolatore confrontate con le registrazioni sperimentali, una volta che sia stata fatta la sincronizzazione dei vari apparati di registrazione (in particolare RIPES ed RCE), potrà chiarire in modo definitivo l'andamento della frequenza a seguito della separazione. Tale ricostruzione richiede peraltro la conoscenza esatta (parametri di linee, generatori, protezioni, ecc. e punto di funzionamento) della parte di rete europea prossima all'Italia, in particolare Svizzera, Austria, Slovenia, Francia sud-orientale.

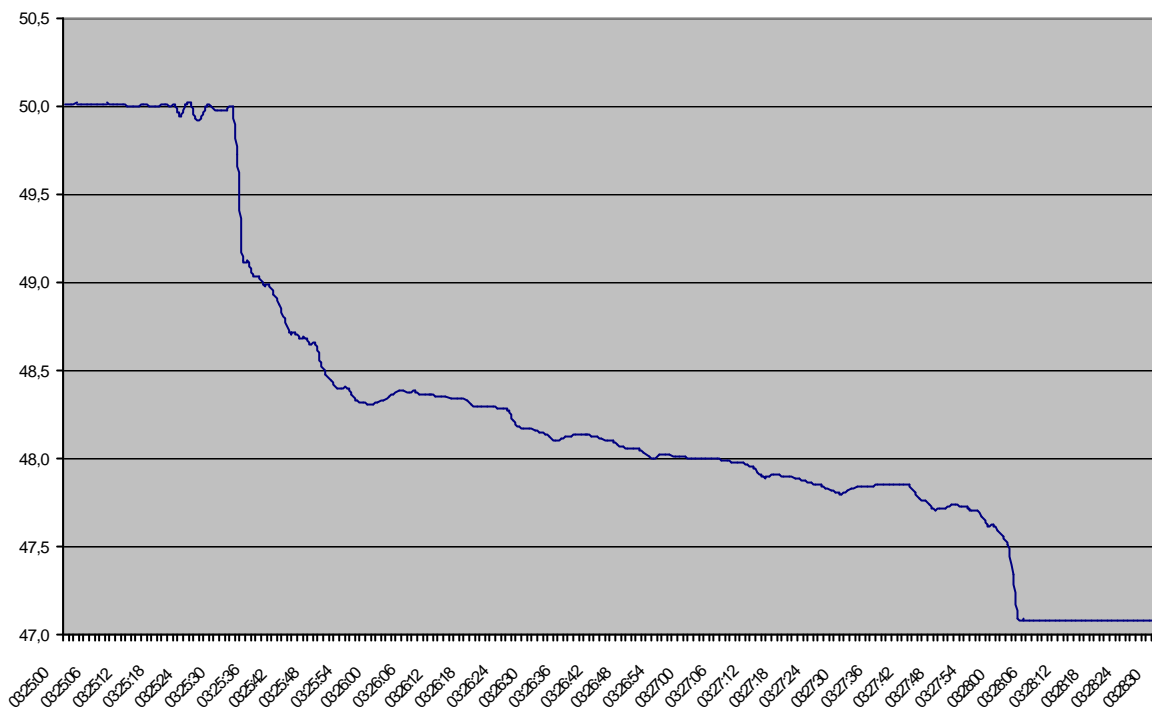
Nel seguito si riporta un'analisi preliminare sulla base delle informazioni attualmente disponibili.

5.1 Determinazione dell'inizio del transitorio di frequenza

Per una corretta analisi è necessario individuare con precisione l'inizio del transitorio di frequenza: secondo la nostra Ricostruzione (All. 5), la frequenza italiana inizia a diminuire a seguito dell'apertura (secondo RTE 03.25.33 circa, da ora detto $t=0$) delle linee in Francia della direttrice francese Albertville - La Coche-La Praz, che prosegue nella Venas Villarodin). (Quest'ultima sembra, da registrazioni di potenza ai confini di GRTN, trasmettere ancora per poco e si è pertanto in attesa di chiarimento chiesto a RTE). La determinazione dell'inizio è spiegata in dettaglio in All. 5, e riassunta brevemente qui di seguito:

- a) nei 10 secondi precedenti, che intercorrono tra l'apertura della Sils-Soazza ($t = -10$) e l'inizio del calo di frequenza si verificano successive decelerazioni e accelerazioni dei gruppi italiani che quindi non hanno, in questa fase, perso il sincronismo;
- b) le 3 linee a 220 kV dalla Svizzera si aprono per sovraccarico, come visto in 2.3, e non per perdita di passo l'aumento della reattanza tra l'Italia e l'Europa, causato dalle separazioni riguardati la Svizzera (al suo interno ed ai confini), ha provocato, unitamente al valore elevato dei transiti sulla frontiera francese, un fenomeno di repentino calo delle tensioni (instabilità delle tensioni) delle reti di trasmissione in particolare a cavallo della frontiera italo-francese. L'apertura della suddetta linea in Francia avviene con frequenza ancora a 50 Hz, ma con tensioni già ridotte a 300 kV (dati RTE);
- c) tra questa prima apertura e l'ultima apertura delle 2 terne a 380 kV di Rondissone (con frequenza circa a 49.65 Hz) sono trascorsi 1.3 secondi, durante i quali il fenomeno evolve da instabilità di tensione a perdita di passo (si veda All. 5).

Fig. 5.1 Andamento della frequenza registrata al GRTN durante il transitorio



5.2 Il transitorio di frequenza fino al black-out

Si esaminano separatamente i primi 2-2,5 secondi del transitorio in cui avviene un rapido calo di frequenza fino a circa 49 Hz ed in cui intervengono i distacchi di pompe e carichi sensibili alla derivata della frequenza, ed il periodo successivo di circa 2,5 minuti in cui la frequenza è scesa, oscillando, fino a 47,5 Hz, con definitivo crollo, per distacco di tutte le centrali

Distacco pompe nei primi secondi, fino a 49 Hz: nel sopra citato intervallo di tempo di 1,3 secondi, si nota un tentativo di recupero della frequenza verosimilmente dovuto al distacco di gruppi in pompaggio. In effetti tra il tempo 03.25.33 e il tempo 03.25.35 risultano staccate 6 pompe per un totale di 880 MW, con tarature a 49.8-49.7 Hz e consenso di derivata (la derivata era circa -0.6 Hz/s). Dopo la separazione completa dalla Francia, la derivata della frequenza diviene circa pari a -1 Hz/s e resta praticamente tale in tutto l'intervallo di frequenza tra 49.95 e 49.1 Hz, malgrado il distacco di altri impianti di pompaggio con tarature in frequenza in tale intervallo e sempre con consenso di derivata. Dalla lista degli eventi GRTN si deduce un distacco di pompe per altri 1090 MW. Sembra quindi che tra i 50 e i 49 Hz siano state distaccate pompe per un totale di circa 2000 MW.

Distacco carichi prima dei 49 Hz: dall'andamento registrato della frequenza, appare evidente l'intervento del piano di alleggerimento automatico del carico a 49.1 Hz (la soglia con consenso di derivate). Stante il valore della derivata, il carico distaccato avrebbe dovuto essere il 28% (ipotizzando statisticamente un intervento dell'85%, come avvenuto in passato) del carico totale di circa 22600 MW (fabbisogno meno perdite in rete stimate), cioè pari a circa 6300 MW. In realtà, come si vedrà più avanti, il distacco è stato assai minore. Infatti a 49,1 Hz dopo 2-2,5 secondi dall'inizio transitorio, la derivata viene abbattuta a circa $-0,04$ Hz/s; resta quindi un deficit, pur piccolo, (a fronte di un deficit di importazione di 6600 MW, sembrerebbero distaccati oltre ai circa 2000 MW di pompe già detti, poco più di 4000 MW di carico).

La restante parte del transitorio è tutto un susseguirsi di distacchi di pompe e distacchi di carico in frequenza pura, nonché di distacchi prematuri di centrali (si veda il capitolo 6). Almeno le ultime 10 pompe, per altri 1250 MW, si sono distaccate da 3 a 9 secondi (per bassa taratura) dopo la separazione completa dalla Francia, ovvero per frequenze inferiori ai 49 Hz: la frequenza sembra stabilizzarsi intorno ai 48.3-48.4 Hz dopo circa 30 secondi dall'inizio del transitorio. L'ulteriore distacco di centrali (vedi parte successiva e capitolo 6), non sufficientemente contrastato da un adeguato alleggerimento del carico, ha condotto al definitivo collasso della frequenza, avvenuto circa 2 minuti e 30 secondi dall'inizio del transitorio.

5.3 Carico alleggerito

Il carico totale alle ore 3.25 è di circa 22600 MW (fabbisogno meno perdite in rete), con la ripartizione e i distacchi per intervento degli alleggeritori di carico illustrati nella tabella che segue.

- A) L'alleggerimento totale è stato di circa 8000 MW, con percentuale soddisfacente per Enel Distribuzione, migliorabile per gli utenti AT di Terna, ma decisamente insufficiente per le Municipalizzate (AEM Milano non ha installato alcun alleggeritore; Acea distacca 19%; AEM Torino 23%; le rimanenti Municipalizzate 11%). Per gli "altri carichi" non meglio precisati si ritiene che siano in parte (circa la metà) i carichi degli autoproduttori, che potrebbero essersi staccati contemporaneamente alla produzione.
- B) Degli 8000 MW distaccati, si stima che circa metà sia stata distaccata per derivata agli istanti iniziali del transitorio di frequenza, e l'altra metà sia stata staccata in frequenza pura.

	MW h 3.25	MW Distaccati	%Distaccato
Distribuzione ENEL MT(11932)+AT(478MW)	12410	6470	52%
Terna clienti AT	3891	1265	33%
Municipalizzate	1807	236	13%
Altri carichi *	4437	n.d	n.d.
TOTALE	22545	7971	35%

* Altri carichi ricavati per differenza col totale fornito da GRTN (Autoproduttori , e produzioni su MT)

5.4 Aumento dei carichi residui, in seguito alle variazioni delle tensioni in rete

Le tensioni sulla rete 380/220 kV in prossimità di grossi centri di consumo (Milano, Roma) subiscono le seguenti variazioni rispetto ai valori di regime prima della separazione (per poi mantenersi praticamente costanti durante il resto del transitorio fino al collasso): S.Rocco (Milano) aumenta da 404 a 412 kV $\Rightarrow 8/404 = 1.98\%$; S.Lucia (Roma) sale da 383 a 386 kV $\Rightarrow 3/383 = 0.78\%$. L'aumento è quindi, mediamente, dell'1% che comporta un aumento di circa l'1.5% del carico residuo alimentato. L'aumento del carico residuo è quindi di circa 300 MW.

5.5 Distacco centrali e contributo riserva rotante

Si è riscontrato un distacco intempestivo di centrali termoelettriche per una potenza complessiva di circa 4700 MW su circa 16000 MW esaminate, in accordo con quanto riportato nel capitolo 6. Si sono contemporaneamente staccate anche numerose centrali idroelettriche, unitamente a gran parte delle centrali di autoproduttori industriali e alle centrali collegate in MT (vedi cap. 6), per un ammontare totale stimabile in circa 1000-2000 MW

Le grandi centrali termoelettriche in servizio aumentano la loro erogazione per effetto della regolazione primaria (cap. 6), ma, dopo 100" dall'inizio transitorio, tale aumento si riduce sensibilmente, fino a circa 500 MW.

5.6 Bilanci delle potenze verso la fine del transitorio

A) Si può formulare il seguente bilancio, in base ai dati finora disponibili:

Totale carico alleggerito		7971
Totale pompe staccate		3220
Contributo riserva primaria		500
Totale diminuzione domanda		11691

Perdita di importazione		6326
Esportazione aggiunta		300
distacchi intempestivi grandi termoelettriche		4700
incremento carico per aumento tensioni		300
Distacchi di Idroelettrico, centrali in MT, autoproduttori (stima)		1000-2000
totale diminuzione produzione tra :		12600/13600

SALDO appross. (se negativo frequenza scende)		- 1000/2000
--	--	-------------

5.7 Commenti

A) In base ai dati forniti, solo Enel Distribuzione ha alleggerito in modo corretto sulla rete MT.

B) Il carico che si doveva distaccare secondo il Piano di Difesa del GRTN (supponendo un intervento dei relais all'85% come usuale) avrebbe dovuto essere in totale di 11300 MW (50% del carico totale meno perdite di rete) di cui 6300 MW (28% del totale) in frequenza e derivata e 5000 MW (22%) in frequenza pura. Un distacco di tale entità è probabilmente irrealizzabile, in toto, nelle ore notturne in cui l'utenza residenziale ha consumi scarsi e molti autoproduttori hanno configurazioni di reti interne per cui non è possibile staccare il carico, senza staccare anche la centrale che lo alimenta localmente. Tuttavia un maggior impiego di alleggeritori per gli utenti AT e per i carichi delle municipalizzate avrebbe potuto anche evitare il collasso, dato il deficit piccolo che sembra essere rimasto verso la fine del transitorio.

C) Sarebbe quindi opportuno che tutte le utenze AT non prioritarie siano provviste di relais di alleggerimento automatico in frequenza e derivata.

Il deficit che ha contribuito a provocare il collasso è dovuto al fatto che si sono persi intempestivamente, nel transitorio tra 50 e 47.6 Hz:

- a) oltre 20 gruppi termici sui circa 60 connessi alla rete AT;
- b) la generazione MT diffusa (anche se distaccata dagli alleggeritori insieme al carico);
- c) gran parte delle centrali idroelettriche.

E' un fatto "normale" perdere centrali termiche durante il funzionamento in isola (sempre fortemente perturbato) e prima del distacco delle stesse per intervento dei relais di minima frequenza; (le cause sono varie: meccaniche, termodinamiche, elettriche). Ciò è sempre capitato nei disservizi del passato, sia in Italia che in tutto il mondo, e di ciò si tiene conto nel progetto dei piani di alleggerimento automatico del carico in sotto-frequenza. Quello che differenzia il caso attuale dai precedenti è la grande quantità di centrali perse. Nel capitolo 6 viene esaminato questo problema.

6. IL COMPORTAMENTO DELLE CENTRALI TERMOELETTRICHE

Le centrali termoelettriche hanno giocato un ruolo fondamentale nella dinamica degli eventi che, dopo il distacco dalla rete europea, hanno portato al black-out generale della rete nazionale. Per questo motivo, la Commissione ne ha indagato a fondo il comportamento, avvalendosi della collaborazione dei principali operatori del settore. Sono stati all'uopo predisposti due moduli in forma tabulare, volti ad acquisire, per ogni centrale in servizio di taglia significativa, dati omogenei e completi sulle principali variabili operative e sulla cronologia degli eventi:

- a) il primo modulo riguarda i dati più rilevanti nel periodo intercorrente fra l'inizio dell'evento (distacco dalla rete europea) e il distacco della centrale dalla rete;
- b) il secondo modulo riguarda il comportamento della centrale nei tempi successivi al distacco dalla rete, dall'(eventuale) inizio della procedura di "load rejection" fino alla ripresa del servizio.

La fattiva e tempestiva collaborazione degli operatori interpellati ha consentito di acquisire gli elementi richiesti. L'insieme di questi dati, pur con i limiti e le imprecisioni insiti in una raccolta molto vasta d'informazioni effettuata entro limiti temporali ristretti, ha consentito alla Commissione di avere un quadro esauriente per ricostruire in termini generali gli eventi e per trarre da essi elementi di riflessione e d'approfondimento utili per migliorare la sicurezza della rete.

Per una migliore comprensione della problematica generale relativa alle centrali termoelettriche, adatteremo il seguente cammino espositivo:

- a) descrizione del comportamento "ideale" di una centrale termoelettrica nei confronti della rete in presenza di black-out;
- b) descrizione (tipologia e condizioni operative) del parco di centrali operative negli istanti precedenti al distacco dalla rete europea;
- c) comportamento delle centrali nel periodo intercorrente fra il distacco dalla rete europea e il distacco dei singoli gruppi dalla rete nazionale;
- d) comportamento delle centrali relativo alla fase di "load rejection"⁸;
- d) ripresa del servizio.

6.1 Comportamento "ideale" di una centrale in presenza di black-out

Ogni gruppo termoelettrico di potenza superiore a 10 MVA dovrebbe, in base alla normativa vigente:

- a) essere in grado di svolgere un ruolo di "riserva primaria"⁹, vale a dire essere sempre capace di aumentare, a fronte di una diminuzione della frequenza di rete, la potenza erogata di almeno 1.5% entro tempi brevissimi;

⁸ Per la definizione della procedura si veda il punto seguente.

⁹ Il ruolo di "riserva secondaria" è assegnato dal GRTN solamente ad alcune centrali, che devono rendere disponibile una banda di regolazione (10 MW o il 6% della potenza efficiente), con rampe non inferiori all'8% della potenza efficiente al minuto. Nei periodi in cui sono operati i gruppi di pompaggio, il ruolo di riserva secondaria può essere assegnato al distacco di questi gruppi.

- b) avere un interruttore di stacco dalla rete per minima frequenza tarato su una frequenza di 47.5 Hz, con un ritardo di 4 secondi: vale a dire, il gruppo si deve staccare automaticamente dalla rete solo quando la frequenza scende sotto 47.5 Hz e rimane sotto tale valore continuativamente per un tempo di 4 secondi;
- c) essere in grado, a seguito del distacco di rete di cui sopra, di avviare automaticamente la procedura di “load rejection”, che consiste nel passaggio del gruppo “in isola”, con una (repentina) diminuzione di potenza erogata, dal valore a cui operava prima del distacco al valore corrispondente al consumo degli ausiliari del gruppo stesso;
- d) mantenere questa condizione di esercizio (funzionamento in isola sui propri ausiliari) per tempi indefiniti, al fine di consentire al gruppo di effettuare il nuovo parallelo e la presa di carico nei tempi minori possibili.

Come vedremo nel seguito, solamente una frazione assai modesta dei gruppi in funzione ha operato nel modo “virtuoso” (per altro prescritto dalla vigente normativa) sopra descritto. Questo indesiderato comportamento è stato determinante sia per il verificarsi del collasso generale della rete, sia per il protrarsi nel tempo della rimessa in servizio.

6.2 Descrizione del parco di centrali operative negli istanti precedenti il distacco

Come illustrato nel precedente capitolo, negli istanti precedenti il distacco dalla rete europea la produzione totale italiana ammontava a circa 20.600 MW, per la gran parte (circa 18.850 MW, pari a oltre il 91%) affidata a centrali termoelettriche. L'indagine effettuata presso i produttori ha consentito alla Commissione di acquisire dati relativi al comportamento di circa 16.000 MW (vedi tab. 6.1), un campione rappresentativo della produzione termoelettrica totale fornita dalle centrali di taglia media/grande (da poche decine a centinaia di MW). La rimanente parte di produzione termoelettrica (circa 2800 MW) era fornita da autoproduttori e impianti di piccola taglia.

Tab. 6.1: *Potenza lorda generata dagli operatori interpellati all'istante del distacco dalla rete europea, divisa per tipologia di impianto e fonte energetica.*

Tipologia	Turbine a gas e cicli combinati	Impianti a vapore subcritici			Impianti a vapore ipercritici			Totale per produttori	%
		Fonte energetica	gas naturale e di processo	carbone	olio/gas	totale	carbone		
Produttore									
Enel Power	2185	1157	1072	2229	1847	2260	4107	8521	53.3%
Edison e associati	2663	0	436	436	0	0	0	3099	19.4%
Edipower	529	280	691	971	0	0	0	1500	9.4%
Consociate									
Federelettrica	597	62	251	313	0	0	0	910	5.7%
Tirreno Power	0	563	66	629	0	0	0	629	3.9%
Endesa	0	336	165	501	0	0	0	501	3.1%
Enipower	354	0	200	200	0	0	0	554	3.5%
Centro Energia	263	0	0	0	0	0	0	263	1.6%
Totale per tipologia	6591	2398	2881	5279	1847	2260	4107	15977	100.0%
%	41.3%	15.0%	18.0%	33.0%	11.6%	14.1%	25.7%	100.0%	

Nella ripartizione delle centrali utilizzata in tab. 6.1, si notano alcune peculiarità della situazione italiana che caratterizzano la scelta e le modalità di gestione delle centrali termoelettriche nelle ore notturne: operano a pieno carico le centrali a minor costo marginale (centrali a carbone) e quelle a priorità di dispacciamento (cogenerazione), mentre vengono tenute al minimo tecnico le centrali a più elevato costo marginale (cicli combinati e cicli a vapore alimentati a olio e gas), destinate a produrre piena potenza nelle ore diurne. Si può inoltre notare che:

- a) oltre il 40% della produzione termoelettrica è affidata a turbine a gas, in genere in assetto in ciclo combinato; una frazione rilevante (oltre il 60%) di esse (gestite dai vari consociati di Federelettrica e da vari operatori industriali) opera in cogenerazione;
- b) la rimanente parte (circa 60%) è divisa quasi equamente in impianti a vapore subcritici e supercritici. Di questi, meno della metà (per un totale inferiore al 27% della produzione complessiva) sono alimentati a combustibili di basso costo, quali carbone e orimulsion, mentre i rimanenti sono alimentati a olio combustibile o, laddove problematiche autorizzative/ambientali non lo consentono, a miscele olio combustibile/gas naturale in diversa proporzione.

Un altro punto significativo da evidenziare sono le condizioni operative delle varie tipologie di impianto e più precisamente la percentuale del carico rispetto al valore nominale cui operavano al momento del distacco. La situazione è riassunta dalla tab. 6.2, da cui si evince:

che tutte le centrali a carbone operavano in prossimità del massimo del carico;

che gran parte delle centrali a vapore alimentate da olio combustibile e/o gas naturale operavano in condizioni prossime al minimo tecnico, mentre

per le centrali a ciclo combinato il comportamento era più differenziato, con alcuni cicli combinati di nuova generazione e centrali di cogenerazione (CIP 6) operanti a carico massimo e altri gruppi operanti al minimo tecnico.

Dalla tabella emerge chiaramente come il parco di centrali termoelettriche in funzione fosse in grado, se portato a operare a pieno carico, di rendere disponibile un notevole margine di potenza, dell'ordine dei 5000 MW. Se a questo si aggiungono i margini di potenza consentiti dalle centrali di pompaggio (che potevano, in tempi molto brevi, certamente inferiori all'intervallo temporale intercorrente fra il primo e il secondo evento sulla rete svizzera, passare da un assorbimento di circa 3600 MW a una produzione di quasi 5000 MW) e delle centrali idroelettriche a serbatoio (quasi 3000 MW), si evince che il sistema nazionale presumibilmente era in grado, nell'intervallo temporale intercorrente fra il primo evento e il distacco dalla rete europea, di erogare una potenza più che doppia rispetto all'intera potenza importata.

Tab. 6.2 Potenze nominali, potenze erogate prima degli eventi e potenze di picco complessive per le varie tipologie di centrali.

Tipologia	Fonte energetica	Potenza nominale complessiva.	Potenza erogata complessiva	Margine di potenza	Margine percentuale	Potenza massima erogata durante il transitorio	
		MW	MW	MW	%	MW	%
Turbine a gas e cicli combinati	gas naturale e di processo	8548	6237	2311	27.0%	7202	15.5%
Cicli a vapore subcritici	carbone	2637	2398	239	9.1%	2731	13.9%
	olio/gas	4436	2881	1555	35.1%	3311	14.9%
	totale	7073	5279	1794	25.4%	6042	14.5%
Cicli a vapore ipercritici	carbone	1920	1847	73	3.8%	1946	5.4%
	olio/gas	3680	2260	1420	38.6%	2574	13.9%
	totale	5600	4107	1493	26.7%	4520	10.1%
totale		21221	15623	5598	26.4%	17764	13.7%

Nota 1 = Il termine "potenza massima" è calcolato come somma di tutti i picchi di potenza registrati dai singoli gruppi; nella realtà, alcuni gruppi si sono staccati in tempi brevi, altri hanno raggiunto il picco di potenza in tempi diversi, per cui l'effettivo aumento di potenza per la rete è molto minore.

Nota 2 = Nei dati in tabella non sono inclusi le centrali di ENIPOWER, per le quali non sono disponibili le potenze di picco.

6.3 Comportamento delle centrali termoelettriche dal momento del distacco

In merito alla riserva primaria. Il primo aspetto che può essere indagato, seguendo l'evoluzione temporale degli eventi, riguarda la funzione di "riserva primaria", vale a dire la reazione alla diminuzione di frequenza in termini di aumento di potenza dei singoli gruppi. La situazione è descritta nell'ultima colonna della tab. 6.2, seguendo la stessa differenziazione fra le tipologie di centrali descritta in precedenza: sia pure con diversa tempistica, le centrali sono state in grado, a seguito dell'abnorme caduta di frequenza, di aumentare la potenza generata di oltre 2000 MW, con una percentuale di incremento del 13.7%, vale a dire di un ordine di grandezza superiore rispetto al limite imposto dal concetto di "riserva primaria", che è pari a 1.5%. E' interessante evidenziare come anche le centrali a carbone, che pure operavano a pieno carico, abbiano reagito con un incremento di potenza elevato: circa il 14% per le centrali subcritiche, che hanno maggiore inerzia termica sul lato vapore, e il 5% per le centrali supercritiche, le cui caldaie ad attraversamento forzato sono dotate di minore inerzia. I massimi incrementi si sono registrati per le centrali a vapore alimentate a olio combustibile (che, come già evidenziato, operavano a basso carico) e per le centrali a ciclo combinato.

In merito al distacco per minima frequenza a 47.5 Hz. Il secondo aspetto da considerare è l'istante in cui i vari gruppi si sono distaccati dalla rete. Per semplicità espositiva, divideremo il comportamento dei gruppi in tre grandi categorie, in base all'istante del distacco (a partire dal tempo "zero" coincidente con il distacco dalla rete europea): nella prima, includeremo tutti i gruppi che si sono distaccati entro i primi 60", nella seconda quelle con tempi di distacco

compresi fra 60 e 100", nella terza quelle con tempi superiori a 100". Indicativamente, alla luce del diagramma frequenza-tempo illustrato nel precedente capitolo, solo i gruppi appartenenti alla terza categoria hanno fornito il contributo di potenza atteso durante l'evoluzione degli eventi.

Tab. 6.3 Comportamento delle centrali termoelettriche in termini di tempistica di distacco dalla rete

Tipologia	Fonte energetica	Potenza erogata complessiva	Potenza persa nei primi 60"	Potenza persa nei successivi 40"	% della potenza erogata all'inizio del transitorio disponibile dopo 100"
		MW	MW	MW	%
Turbine a gas e cicli combinati	Gas naturale e di processo	6591	2123	115	66%
Cicli a vapore subcritici	carbone	2398	336	62	83%
	olio/gas	2881	320	51	87%
	totale	5279	656	113	85%
Cicli a vapore ipercritici	carbone	1847	0	0	100%
	olio/gas	2260	1881	0	17%
	totale	4107	1881	0	54%
Totale		15977	4660	227.5	69%

Dai dati emergono alcune evidenti situazioni. La tipologia di impianti che ha reagito peggio alla situazione creata è rappresentata dai cicli ipercritici alimentati a olio combustibile: su sei gruppi operativi (3 a Porto Tolle, 2 a Torvaldaliga Nord, 1 a Montalto), ben 5 sono andati in blocco¹⁰, di cui 3 nei primi 15" e 2 dopo circa 1 minuto. Solamente il gruppo 3 di Porto Tolle ha continuato a operare correttamente, aumentando la potenza erogata di circa 120 MW nei 152 secondi di intervallo fra il distacco della rete europea e quello dalla rete italiana (per minima frequenza a 47.5 Hz).

La tipologia di impianti che meglio ha operato sono i cicli ipercritici a carbone (nessun distacco intempestivo). Il comportamento totalmente diverso delle due tipologie impiantistiche non va naturalmente attribuito al diverso combustibile, ma al diverso regime di funzionamento cui si trovavano ad operare al momento della repentina caduta di frequenza: i cicli a carbone operavano a potenze prossime al carico nominale, e quindi hanno sperimentato variazioni di carico relativamente modeste (in termini più espliciti, le valvole di ammissione turbina erano quasi completamente aperte, e quindi la variazione di portata del vapore è rimasta entro limiti accettabili), mentre gli impianti ad olio operavano a basso carico ed hanno subito violentissimi incrementi di potenza nella turbina e di portata di vapore, che hanno provocato severi problemi alla caldaia e violenti transitori elettrici.

¹⁰ Le cause del distacco dei cinque gruppi andati in blocco intempestivamente sono da approfondire: per i due gruppi di Porto Tolle il distacco viene attribuito in un caso a un blocco termico delle pompe di circolazione (sovraccarico? Staratura relè di blocco?), nell'altro a motivi elettrici, per i due gruppi di Torre Nord si sono verificati blocchi caldaia, causati da repentine prese di vapore delle turbine, il gruppo di Montalto ha invece avuto problemi elettrici sull'alimentazione degli ausiliari.

Un'altra tipologia che operato in modo soddisfacente sono i cicli a vapore subcritici (nessun distacco intempestivo, con le uniche eccezioni dei due gruppi di Monfalcone, che hanno subito un transitorio della rete elettrica peculiare legato alla loro collocazione geografica, e la centrale di Moncalieri, che ha probabilmente pagato la vicinanza con Rondissone). Tutti gli altri numerosi gruppi hanno reagito molto bene alla violenta diminuzione di frequenza, sfruttando l'intrinseca inerzia del generatore di vapore, dotato di corpo cilindrico.

Gli impianti con turbina a gas hanno seguito vicende alterne: per quanto attiene il parco di ENEL Produzione, si sono ben comportate le turbine a gas di nuova generazione, sia quelle che operavano a carichi prossimi al nominale (la Casella 3, Pietrafitta 5, Priolo Gargallo 2), sia le due macchine di Porto Corsini, che operavano in prossimità del minimo tecnico e si sono portate durante il transitorio a condizioni prossime al massimo carico senza provocare blocchi; comportamenti negativi si sono invece registrati a Trino, dove solo una delle due turbine a gas ha saputo far fronte ai transitori di tensione verificatisi sulla linea (anche in questo caso ha giocato negativamente la vicinanza con Rondissone), e per la turbina a gas di La Spezia che è andata in blocco per sovratemperatura nelle parti calde.

Un discorso a parte merita il comportamento degli impianti gestiti dalle Aziende affiliate a Federelettrica e degli impianti installati presso siti industriali. Come si evince dai dati forniti da Federelettrica, solamente i gruppi 4 e 5 di Cassano d'Adda (AEM Milano) rispettano la normativa descritta relativa alla taratura dello scatto per minima frequenza: per tutte le altre centrali, la taratura varia fra 49 e 48 Hz. Per quanto attiene le centrali site in complessi industriali, molto spesso la regolazione prevede che i gruppi si stacchino a frequenze molto superiori ai 47.5 Hz, per passare in isola sulle reti degli stabilimenti. E' quanto avvenuto nelle centrali di Enipower e in molte centrali Edison/ISE.

Complessivamente quindi, nei primi 100 secondi dopo il distacco dalla rete europea, si sono staccate centrali collegate alla rete di AT per complessivi 4600 MW, mentre il concomitante aumento di potenza ha probabilmente avuto un effetto positivo dell'ordine dei 500 MW. A questo deficit di potenza vanno sommati gli stacchi degli impianti idroelettrici (i cui interruttori sono spesso tarati a frequenze superiori a 47.5 Hz¹¹) e dei numerosi impianti degli autoproduttori, sia quelli allacciati sulla rete AT, sia quelli allacciati sulla rete di MT¹², che si staccano per minima frequenza con tarature di 49.5 Hz. L'ammontare complessivo stimato di potenza persa per distacchi relativi agli autoproduttori non censiti nella presente analisi, agli impianti idroelettrici e agli impianti allacciati in MT è stimabile in circa 1000-2000 MW.

In merito alla procedura di "load rejection". Come indicato nella tab. 6.4, la percentuale di successo della procedura di "load rejection" è totalmente diversa per le centrali asservite ai grandi stabilimenti industriali e per quelle destinate prioritariamente a cedere energia alla rete nazionale. Mentre nel primo caso la difesa ha funzionato egregiamente, consentendo l'operatività dei complessi industriali con alimentazione in isola, nel secondo la percentuale di successo è risultata assai modesta per tutti gli operatori, come mostrato nella tabella seguente. Complessivamente, solo il 18% delle centrali termoelettriche in servizio prima degli eventi ha eseguito l'operazione di "load rejection" con successo.

¹¹ Questo è quanto si è verificato per tutti i gruppi idroelettrici di Enel Produzione per una potenza complessiva di circa 310 MW

¹² L'impatto in termini di potenza di questi ulteriori stacchi richiede un supplemento d'indagine, soprattutto per gli autoproduttori, poiché va indagato se agli stacchi dalla rete è seguito un passaggio in isola sugli autoconsumi: in tal caso, l'impatto sulla rete riguarderebbe solamente le eccedenze di produzione.

A fronte di una frazione così modesta di successi, non è utile fare distinzioni fra le varie tipologie di centrali: gli eventi hanno dimostrato che la pratica di “load rejection”, una pratica peraltro fondamentale, utile sia per chi esercisce gli impianti (evita blocchi dannosi ai vari componenti dell’impianto) sia per la sicurezza ed affidabilità della rete (consente di avere le centrali operative e pronte a immettere potenza in rete senza richiedere lunghe attese per la fase d’avviamento e senza richiedere una sorgente di energia esterna) non sembra rientrare fra le priorità dei gestori delle centrali termoelettriche. La procedura di “load rejection” sembrerebbe eseguita sporadicamente (a volte solo in fase di collaudo) e spesso il successo sembra più legato all’abilità dell’operatore che all’adeguatezza del software e dell’hardware di controllo.

6.4 Commenti

L’esame condotto sul comportamento delle centrali induce la Commissione a formulare i seguenti commenti.

Il repentino distacco di carico di alcuni gruppi, allacciati in zone di rete che hanno subito accentuati transitori di tensione o perdita di passo, è da ritenersi “fisiologico”, ma tale condizione riguarda solamente una frazione limitata delle centrali staccatesi intempestivamente.

Si è rivelata una criticità nel comportamento dei gruppi a vapore supercritici a fronteggiare brusche cadute di frequenza quando si trovano a operare a basso carico: il fenomeno è da indagare in maniera più approfondita, ma pare che, a fronte di una repentina richiesta di vapore della turbina, non sia risultato efficiente il segnale di retroazione relativo al controllo delle condizioni della caldaia, che, essendo ad attraversamento forzato, non ha il serbatoio di energia rappresentato dal corpo cilindrico (che ha funzionato egregiamente nei cicli subcritici). La Commissione ritiene che esistano ampi spazi di miglioramento in tal senso.

Tab. 6.4 Comportamento delle centrali nella fase di “load rejection”

Produttore	Centrali operative ad inizio transitorio destinate prioritariamente a cedere energia alla RN	Centrali che operavano in isola sui SA al ritorno della tensione	%	Centrali al servizio di grandi complessi industriali	Numero di centrali che hanno eseguito con successo la “load rejection”	%
Enel Power	22	6	27%			
		Bari				
		Rossano				
		S. Barbara				
		Livorno				
		Porto Empedocle				
		Priolo Gargallo				
Edison e ass.	21	3	14%	4	4	100%
		Castelmassa				
		S. Quirico				
		Pomigliano				
				CET3 Taranto		
				CET2 Taranto		
				CET3 Piombino		
				CET2 Piombino		
Edipower	5	1	20%		1	
		Piacenza				
Federelettrica	8					
Tirreno Power	2					
Endesa	2	1	50%			
		Tavazzano				
Enipower	0	0	0%	5	4	80%
				Brindisi		
				Livorno		
				Mantova		
				Ravenna		
				Taranto		
Centro Energia	2	0	0%		0	
Totale	62	11	18%	9	8	89%

Per alcune centrali ex-ENEL e per molte delle altre, la taratura dell'interruttore di minima frequenza risulterebbe superiore al valore di 47,5 Hz. La Commissione raccomanda che si faccia chiarezza su tale punto, per individuare in quali casi eventuali deroghe rispetto alle Regole Tecniche di Connessione del GRTN, siano giustificabili: (ad es. unità inserite in grandi complessi industriali con lavorazioni pericolose, tipo chimica e siderurgia, ove è bene privilegiare la sicurezza).

E' da approfondire la modalità di connessione alla rete dei gruppi idroelettrici, molti dei quali sono attualmente programmati su soglie di frequenza di scatto superiori a 48.5 Hz.

E' da approfondire la problematica dei gruppi operanti in connessione alla MT, chiarendo quale impatto esercitano in termini di variazione di carico sulla rete al momento del loro distacco.

E' da approfondire il comportamento delle centrali in termini di "load rejection", che è stato, con poche lodevoli eccezioni, fortemente insoddisfacente; in molti casi, la procedura non è nemmeno iniziata per il verificarsi di blocchi precedenti al distacco per minima frequenza, in altri la procedura si è interrotta per una pluralità di malfunzionamenti.

In particolare, la procedura di "load rejection" nei grandi gruppi a ciclo combinato ha operato correttamente in un solo caso; il fatto suggerisce provvedimenti, soprattutto nell'ottica del futuro ruolo di questi impianti nel panorama energetico nazionale.

Per i gruppi a vapore (sia subcritici, sia ipercritici), si è evidenziato lo stretto legame intercorrente fra il ruolo di riserva primaria e la capacità di operare la "load rejection" con successo: se il generatore di vapore, in seguito all'apertura prolungata delle valvole di ammissione turbina causata dal tentativo della macchina di ripristinare la frequenza, tende a "svuotarsi" di vapore; esso si trova successivamente impreparato a mantenere la turbina in funzionamento per tutto il tempo necessario per tentare la riaccensione dei bruciatori. La Commissione raccomanda di indagare su tale fenomeno, verificando se non è preferibile, soprattutto per i gruppi appartenenti alle direttrici di riaccensione, privilegiare il comportamento di "load rejection" rispetto a quello di riserva primaria.

Dovrebbero essere intensificate e valorizzate le attività di vigilanza e controllo a sostegno di un adeguato rispetto delle normative e delle regolamentazioni tecniche da parte di tutti i produttori. In questo quadro dovrebbero essere sviluppate anche le verifiche della taratura delle protezioni e fissate cadenze per le attivazioni periodiche della procedura di "load rejection"; ciò pure allo scopo di verificare il funzionamento della strumentazione, i sistemi di controllo e di istruire/sensibilizzare gli operatori di centrale.

7. LA RIATTIVAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO (RIACCENSIONE)

Un'analisi approfondita delle sequenze con cui è avvenuta la riaccensione del sistema è molto difficile, in quanto non esistono complete registrazioni degli eventi ed è quindi necessario ricorrere a testimonianze talvolta contraddittorie; inoltre, stante la numerosità delle operazioni effettuate, questa analisi richiederebbe tempi lunghi e impegno di personale; la Commissione si è pertanto limitata ad un'analisi preliminare in ordine alla quale raccomanda lo sviluppo di indagini dettagliate, mirate anche all'individuazione di adeguate misure correttive.

E' peraltro certo che in tutta l'Italia centro-sud la riaccensione delle direttrici non è, salvo casi particolari, avvenuta con le modalità e nei tempi previsti dal Piano di Riaccensione.

La ripresa del servizio è stata molto rapida (grazie anche al recupero delle interconnessioni con l'estero) nel nord Italia (secondo GRTN, 20% alle ore 5; 60% alle ore 7; 100% entro le ore 9,00); sensibilmente più lenta al Centro: (65% alle 14, 100% alle 16,30) ed al Sud (ore 19 circa); molto ritardata in Sicilia (ore 22).

I motivi dei ritardi sembrano essere i seguenti.

- A) Inefficienza del sistema di telecomunicazioni, utilizzato dalle unità coinvolte, essenziale per rendere rapide le manovre di riaccensione: (i) malfunzionamento nella fase iniziale del periodo di riaccensione, che ha ostacolato i contatti tra centri di controllo e centri di telecomando; (ii) inattività per esaurimento delle alimentazioni elettriche di riserva dopo 3-4 ore dall'inizio del black out. Ciò ha costretto in molti casi a presidiare gli impianti e ad effettuare le manovre localmente utilizzando mezzi di comunicazione sostitutivi.
- B) Scarsa esperienza applicativa dei reparti operativi sul territorio con il piano di riaccensione (riferibile anche all'estrema singolarità dell'evento) e non univoca interpretazione delle relative prescrizioni (in particolare per quanto riguarda le "consegne autonome", essenziali per la buona riuscita del piano, specie in carenza di telecomunicazioni).
- C) Accentramento dei telecomandi di rete in tre soli centri, forse poco adatto all'alta numerosità dei segnali (in arrivo durante la perturbazione) e delle manovre (da effettuare in caso di riaccensione da blackout nazionale).
- D) Impossibilità di avviare alcuni gruppi di prima riaccensione per cause diverse; in alcuni casi questa impossibilità sembra essere dovuta alla situazione notturna, forse non attentamente considerata nella messa a punto del piano per ragioni storiche (gli eventi che possono condurre al blackout si registrano prevalentemente in ore di massimo carico, vedi All. 1).
- E) Basso grado di riuscita della procedura di "load rejection"; in molti casi, le direttrici attivate in ritardo hanno trovato centrali "fredde" e il ritardo si è ulteriormente aggravato.

Dalle informazioni avute in merito alle operazioni sulle diverse direttrici si è tratta la tabella seguente dalla quale emerge che, delle 21 direttrici utilizzate, solo 5 sono state attivate con successo, 5 sono state attivate con grave ritardo e 11 sono totalmente fallite.

	Direttrice non utilizzata	Manovra riuscita	Manovra riuscita con grave ritardo	Manovra fallita	Totale
Totale	6	5	5	11	27
preferita altra direttrice	3	-	-	-	3
preferita alimentazione dall'estero	3	-	-	-	3
problemi ai gruppi di prima riaccensione	-	-	0	6	6
problemi alla connessione di rete	-	-	4	3	7
cause non individuate	-	-	1	2	3

La classificazione per causa delle 16 direttrici fallite o riuscite con grave ritardo è schematica in quanto non è sempre possibile individuare la causa primaria tra le diverse concomitanti e a seguito di un'analisi di dettaglio effettuata dagli operatori molti dati potrebbero risultare diversi.

8. CONCLUSIONI

- A) Le cause prime che hanno portato al distacco dell'Italia dalla rete Europea originano al di fuori del sistema elettrico italiano e sono da ricondurre all'apertura per guasto, alle ore 3.01, di una delle tre linee che dal nord della Svizzera trasportavano, attraverso il Ticino, circa 3000 MW verso l'Italia ed al successivo scatto, dopo 24 minuti circa, delle altre due linee dello stesso "corridoio". Da parte del gestore ETRANS non si è provveduto a richiedere all'Italia l'unico provvedimento in grado di risolvere la situazione: la modifica del programma di scambio con l'Italia per almeno 2000 MW che il GRTN avrebbe potuto eseguire distaccando le pompe degli impianti idroelettrici ad accumulo. Lo stesso gestore svizzero si è attardato, invece, dopo l'apertura della prima linea ed in presenza di una linea vicina in sovraccarico, a tentare interventi sulla sua rete, dimostratisi inefficaci.
- B) L'incidente ha evidenziato che la situazione di import di 6500 MW, dei quali 3500 dalla Svizzera, richiede grande attenzione non solo alle nostre linee di confine, ma anche all'interno di tutte le reti confinanti. La carenza di "visibilità" delle reti estere oltre il confine, in profondità, è comune a tutti i gestori esteri, ma è particolarmente rilevante per gestire la specificità del sistema di importazione italiano. Ciò pure per assicurare una migliore e più tempestiva percezione dei rischi di natura anche dinamica, in situazioni quale quella verificatasi il 28 giugno u.s.. In particolare esiste una sezione della rete svizzera (dal nord della Svizzera, attraverso le Alpi, verso il Ticino) che, trasportando spesso circa 3000 MW su sole 3 linee, può risultare critica, così come avvenuto il 28 settembre ed in passato. E' necessario che tali situazioni di criticità, pur restando sotto la responsabilità dei gestori competenti, vengano "osservate" direttamente anche dal GRTN.
- C) La particolare situazione di rete che vedeva tutte le linee di interconnessione con l'estero in servizio regolare e senza sovraccarichi fino a pochi secondi prima del distacco dalla rete europea non ha consentito l'avvio dei sistemi EDA del distacco preventivo del carico, seconda linea di difesa del sistema.
- D) Dopo il distacco dalla rete europea, il sistema di difesa era basato sull'alleggerimento automatico del carico in sotto frequenza (utenti e pompe), con l'obiettivo di pareggiare il bilancio della potenza nel sistema in isola evitando il crollo della frequenza sotto i 47,5 Hz (livello di distacco delle centrali che porta al black out); esso ha funzionato efficacemente distaccando circa 11200 MW in poche decine di secondi; il risultato sarebbe potuto essere anche risolutivo se fossero stati presenti alleggeritori di carico per il 60% di tutto il carico nazionale, anziché quasi solo del carico in MT dell'Enel Distribuzione.
- E) La riduzione del carico di circa 11200 MW è risultata molto superiore alla perdita del contributo estero, pari a circa 6600 MW (includendovi il temporaneo incremento di carico dovuto alla alimentazione di parti di reti estere rimaste collegate alla rete italiana); il margine risultante, di circa 4600 MW, è stato tuttavia quasi totalmente vanificato dal distacco intempestivo (a frequenze superiori alla prescritta soglia di 47,5 Hz per motivi vari) di svariati gruppi delle grandi centrali termoelettriche collegate in AT, per complessivi 4700 MW, solo in parte compensati (per circa 500 MW) dagli effetti positivi della regolazione primaria del parco termoelettrico.
- F) Contemporaneamente, si sono verificati numerosi distacchi di centrali di autoproduttori, di centrali idroelettriche e di gruppi collegati con la rete di MT, aventi tarature dei relais di minima frequenza superiori a 47,5 Hz. E' impossibile stimare con precisione il deficit di potenza in rete causato da tali eventi, ma la loro entità ha contribuito a rendere il bilancio complessivo negativo, con conseguente collasso della rete;

- G) La Commissione, in ragione dei tempi necessariamente ridotti per l'indagine, non ha potuto esaminare in dettaglio le sequenze delle manovre effettuate per la riaccensione. A seguito dell'analisi preliminare fatta per valutare i ritardi di riaccensione dell'area centro-sud sono emersi indizi che inducono a raccomandare che questo esame dettagliato sia condotto al fine di definire con chiarezza i motivi delle difficoltà sorte ed individuare i punti deboli della procedura e dei dispositivi che la attuano, anche per delineare i necessari provvedimenti correttivi.
- H) La Commissione ha, tuttavia, constatato che in tutta l'Italia centro-sud la riaccensione delle direttrici non è avvenuta, salvo casi particolari, con le modalità e nei tempi previsti dal Piano di Riaccensione del GRTN. I motivi sembrano essere:
- a) disfunzioni nei sistemi di telecomunicazione utilizzati per i telecomandi e le comunicazioni tra il GRTN e gli operatori locali;
 - b) scarsa esperienza applicativa in relazione al piano di riaccensione e non univoca interpretazione delle relative prescrizioni;
 - c) accentramento dei telecomandi di rete in tre soli centri. Soluzione forse poco adatta per gli elevati volumi di allarmi e manovra richiesti in caso di emergenza da blackout nazionale;
 - d) impossibilità di avviare alcuni gruppi di prima riaccensione per cause diverse;
 - e) basso grado di riuscita della procedura di mantenimento in giri dei gruppi termoelettrici al distacco dalla rete ("load rejection"), che ha impedito di disporre in molti casi di gruppi pronti alla presa di carico.

9. SUGGERIMENTI

Vengono fornite tre categorie di suggerimenti:

- a) completamento delle indagini;
- b) provvedimenti attuativi a breve termine;
- c) provvedimenti attuativi a medio termine.

9.1 Completamento delle indagini

I tempi necessariamente ristretti entro i quali la Commissione ha dovuto concludere i propri lavori, non hanno consentito di completare le indagini su alcuni aspetti di rilievo, per i quali la Commissione raccomanda alcuni approfondimenti:

- a) accertamento delle cause dello scatto della linea Sils–Soazza attraverso l’esame delle registrazioni effettuate automaticamente in loco (la causa dichiarata dagli svizzeri all’UCTE non è del tutto convincente); durante l’incontro con ETRANS, EGL e ATEL è stata verbalmente concordata la trasmissione di questi documenti previa autorizzazione del governo svizzero; si è ancora in attesa di tali documenti;
- b) completamento della raccolta dati in campo (assetti di rete e flussi di potenza in Italia ed estero prima e dopo il primo scatto linea in Svizzera, protezioni intervenute in rete e relativi oscillogrammi in particolare per l’estero, intervento delle protezioni di centrale e delle loro regolazioni) e successiva simulazione del transitorio dinamico avvenuto. Ciò anche al fine di disporre di un modello dinamico esteso alla rete europea e validato dal confronto con le misure e interventi in campo, da utilizzare per prevedere potenziali eventi critici futuri, e per progettare o rivedere i vari dispositivi (in particolare EDA) di prevenzione od attenuazione dei disservizi;
- c) predisposizione dell’analisi delle sequenze con cui è avvenuta la riaccensione del sistema, che la Commissione non ha potuto effettuare e che dovrebbe comprendere, tra l’altro, una dettagliata descrizione relativa a: (i) cause di mancato funzionamento della procedura di “load-rejection” per le centrali termiche; (ii) cause di ritardata o mancata predisposizione delle centrali idrauliche (o turbogas) preposte ad alimentare le direttrici di riaccensione; (iii) problemi (inclusi quelli relativi alle telecomunicazioni) che hanno impedito il tempestivo e corretto funzionamento dei tre centri di telecontrollo preposti alla realizzazione delle direttrici di riaccensione;
- d) approfondimento dell’impatto macroeconomico attribuibile al black out; ciò al fine non solo di affinare le valutazioni quantitative abitualmente adottate, ma anche per poter meglio correlare in futuro l’onere del black out con i costi dei provvedimenti tesi a ridurne il rischio; a tal fine la Commissione allega un documento preliminare (All. 6).

Al fine di portare a compimento le fasi di indagine sopradescritte, relative alle concause del black out, potrebbe valutarsi l’opportunità di interessare l’Autorità per l’energia elettrica e il gas, ai sensi dell’art. 2, comma 12, lett. H) e comma 20 della L. n. 481 del 14 novembre 1995.

Si ritiene in ogni caso opportuno allegare, su supporto informatico (CD), tutti i documenti raccolti, i principali dei quali sono indicati nell’All. 7.

9.2 Provvedimenti attuativi a breve termine:

- A) Concordare con i gestori dei Paesi confinanti modalità omogenee per l'attuazione della regola N-1, ed in particolare i limiti di portata delle linee associati, che tengano conto intrinsecamente della dinamica termica (soggetto interessato: GRTN).
- B) Predisporre in sala controllo la rappresentazione in tempo reale delle parti più significative delle reti confinanti e le relative misure ed allarmi: almeno la sezione svizzera del Canton Ticino, la situazione interna francese ad Albertville e quella interna slovena a Divacia. Parte di tali dati risulterebbero già disponibili presso il GRTN su calcolatore, ma non messi in adeguata evidenza per l'operatore (GRTN).
- C) Rinforzare il "dialogo" sui problemi di sicurezza tra gestori e favorire la conoscenza delle rispettive reti. Potenziare i mezzi diretti di comunicazione affidabile tra gestori confinanti. Formare il personale di sala controllo e metterlo a conoscenza, anche dei potenziali problemi delle reti confinanti (GRTN).
- D) Fornire precise istruzioni, ed autorizzazioni a procedere, agli operatori di sala controllo da applicare in caso di eventi accidentali sulle sezioni critiche delle reti estere per salvaguardarsi da eventuali sottovalutazioni di criticità del gestore estero, quali quelle verificatesi negli eventi del 28 settembre u.s. (GRTN).
- E) Variare le modalità di controllo dei gruppi ipercritici a vapore, in modo da evitare che, a fronte di un'improvvisa e prolungata diminuzione di frequenza della rete, agiscano sull'apertura delle valvole di ammissione vapore in turbina con modalità e tempi incompatibili con la continuità di funzionamento dei generatori di vapore (Produttori).
- F) Intensificare e valorizzare le attività di vigilanza e controllo a sostegno di un adeguato rispetto delle normative e delle regolamentazioni tecniche (codice di rete di cui all'art. 3, comma 6, del d. lgs. 16 marzo 1999, n. 79), da parte di tutti gli operatori del sistema. In tal senso si raccomanda altresì un'adeguata formazione del personale ed un controllo periodico dello stato di tutti i dispositivi del sistema automatico di difesa anche attraverso simulazioni o prove di funzionalità (tutti gli operatori).
- G) E' opportuno attivare al più presto i trasformatori variatori di fase già installati a Rondissone, al fine di una miglior ripartizione dei flussi di potenza tra le frontiere con la Svizzera e con la Francia (GRTN, TERNA).
- H) Sembra necessario rivedere i sistemi di protezione e di regolazione dei grandi gruppi termoelettrici, per affrontare i forti e repentini abbassamenti della frequenza conseguenti al distacco dalla rete europea; ciò al fine di diminuire le probabilità di distacchi intempestivi e di aumentare le probabilità di riuscita delle procedure di "load rejection", indispensabile per rendere rapide le operazioni di riaccensione. In questo senso è opportuno assicurare anche una maggiore affidabilità della procedura di "load rejection" dei grandi gruppi termoelettrici (Produttori).
- I) Sembra altresì necessario riconsiderare le tarature dei relais di frequenza di tutti gli altri generatori del sistema: autoproduttori industriali, idroelettrici, generazione distribuita, ecc. (Produttori).

9.3 Provvedimenti attuativi a medio termine:

- A) Mettersi in grado di effettuare rapidamente e sistematicamente calcoli di sicurezza N-1 (e di dinamica) sulle situazioni previste, rappresentando non solo la rete italiana, ma tutta la

rete europea (o una parte significativa di essa), nella effettiva configurazione di ogni situazione in esame (GRTN).

- B) Adottare misure preventive tipo EDA (distacco automatico dei carichi) che siano flessibili e che controllino, oltre che le situazioni ai confini (ad entrambi gli estremi delle linee), anche altre situazioni critiche, completamente all'estero (ad esempio la sezione svizzera verso il Ticino), mantenendo aggiornati tali schemi di protezione al variare delle condizioni di rete e di esercizio. Si dovrebbero inoltre installare sulle linee protezioni più selettive tra sovraccarico e guasto, per consentire ad EDA di intervenire tempestivamente (GRTN e proprietari della RTN).
- C) Estendere l'uso dei relais di alleggerimento automatico del carico ad una porzione maggiore del carico nazionale, in modo da rispettare, nelle varie condizioni di esercizio (notte, giorno, festivi, ecc), le percentuali di carico sotto alleggeritori già oggi definite nel piano di difesa (si veda cap. 5) (GRTN, distributori e proprietari della RTN).
- D) Riconsiderare il funzionamento in condizioni di emergenza dei tre centri di telecontrollo di Terna (Rondissone, Dugale, Bari) con particolare riferimento al problema delle telecomunicazioni e telecomandi in condizioni di black out, nonché curare l'addestramento del personale per tali evenienze (GRTN, TERNA).
- E) Riconsiderare la problematica della taratura dei relais di minima frequenza per autoproduttori, gruppi idroelettrici e gruppi allacciati in MT, che contemperino le esigenze di sicurezza della rete di MT e dei complessi industriali ove sono installate centrali di generazione con la capacità della rete nazionale di affrontare positivamente eventi critici quale quello oggetto del presente rapporto (Produttori).
- F) L'ottima prova data dal collegamento asincrono con la Grecia in tutta l'evoluzione del fenomeno consiglierebbe un riesame del ruolo che questo tipo di collegamento può avere nei piani di sviluppo dell'interconnessione con l'estero (GRTN, MAP).

PRINCIPALI BLACKOUT AVVENUTI NEGLI ULTIMI
40 ANNI IN ALCUNI PAESI INDUSTRIALIZZATI

DATA	ORA	PAESI O REGIONI INTERESSATE
09/11/1965	17.16	Nord-est USA, parte del Canada
13/07/1977	20.37	New York City USA
19/12/1978	8.26	Francia
27/12/1983	13.00	Svezia
23/07/1987	13.19	Tokyo (Giappone)
18/04/1988	20.08	Quebec(Canada)
08/11/1990	11.48	Sudafrica
16/01/1993	21.02	Norvegia
20/05/1993	13.54	Italia settentrionale
03/01/1994	14.00	Nuovo Galles del Sud (Australia)
24/08/1994	11.28	Italia meridionale
02/07/1996	14.24	Ovest USA parte del Canada
10/08/1996	14.06	Ovest USA parte del Canada
13/04/2001	5.55	Turchia
14/08/2003	12.05	Nord-est USA, parte del Canada
23/09/2003	12.35	Svezia e Danimarca
28/09/2003	3.25	Italia

Dati cortesemente forniti dal Prof. Francesco Iliceto
Ordinario di Impianti Elettrici alla Università La Sapienza di ROMA



ALLEGATO 2

RTE-France, ETRANS e GRTN PROCEDURE D'URGENCE SUISSE - ITALIE – FRANCE 25/06/01

STRICTLY CONFIDENTIAL

	Le	25/06/01
Rédacteur :	N. LEMAITRE	
Approbateur :	D. DECOMMER	

Diffusion : RTE : EDM, DCO / GRTn : MM. Di Leva, Pascucci / ETRANS : M. Bossert

PROCEDURE D'URGENCE SUISSE - ITALIE - FRANCE

SOMMAIRE

- 1) **DESCRIPTION DES SYSTEMES D'ASTREINTE PROPRES A CHAQUE PAYS**
- 2) **ECHANGE D'INFORMATION SUR LE SCHEMA DE QUART**
- 3) **ECHANGE D'INFORMATION EN SITUATION TENDUE**
 - 3.1 DEFINITION D'UNE SITUATION TENDUE
 - 3.2 CONTENU DES ECHANGES D'INFORMATION
- 4) **MODES DE RESOLUTIONS DES CONTRAINTES**
 - 4.1 PERTE DE LIGNE D'INTERCONNEXION ENTRE 2 DES 3 GRT
 - 4.2 PERTE DE LIGNE D'INTERCONNEXION ENTRE 1 DES 3 GRT ET UN 4^{EME} GRT
 - 4.3 APPARITION D'UNE CONTRAINTE ENTRAINANT UN NON RESPECT DES REGLES DE SURETE



1. DESCRIPTION DES SYSTEMES D'ASTREINTE PROPRES A CHAQUE PAYS

Astreinte RTE : le dispatching RTE comprend deux dispatcheurs : l'un chargé de l'équilibre offre-demande et du réglage de la fréquence, l'autre chargé de la surveillance du réseau 400 kV. Les dispatcheurs exploitent le système électrique dans le respect des règles de sûreté définies par RTE et les autorités de tutelle. Une astreinte technique est joignable par téléphone 24 h / 24 et est sollicitée lors de situations délicates (difficultés d'application des règles).

Astreinte GRTN :

Le dispatching GRTN comprend un dispatcheur et deux assistants en service continu.

Le dispatcheur est responsable de l'exploitation du système électrique et de l'interconnexion; un assistant est chargé de la surveillance du réseau 400/220 kV, et un assistant est chargé de l'équilibre offre-demande et du réglage de la fréquence en poursuivant l'économie optimale.

Toutes les activités en temps réel du Centre National d'Exploitation sont déroulées dans le respect des règles de sûreté établies par GRTN et les autorités de tutelle.

Pour les situations délicates (difficultés d'application des règles) le chef de coordination de la gestion du réseau est joignable par téléphone.

Astreinte ETRANS :

Il existe deux niveaux d'astreinte selon l'organisation de la conduite en Suisse. Pour la conduite des lignes, des transformateurs et des éléments du réseau, il existe 7 centres de conduite (ATEL, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ, NOK), avec leur propre service d'astreinte.

Le dispatching ETRANS est chargé de la coordination du réseau 380/220 kV, des programmes d'échange et des décomptes suisse et UCTE. Il est assuré par un dispatcheur, assisté par un deuxième dispatcheur pendant les jours ouvrables. Pour les situations délicates, le chef de coordination de la gestion du réseau est joignable par téléphone.

2. ECHANGE D'INFORMATION SUR LE SCHEMA DE QUART COMMUN (voir procédure de mise à jour du schéma de quart commun)

Les informations suivantes doivent être signalées systématiquement aux 2 partenaires :

- Toute perte d'ouvrage figurant sur le schéma commun (les pertes d'ouvrage d'interconnexion sont signalées par les 2 GRT concernés);
- Toute perte d'ouvrage d'interconnexion ne figurant pas sur le schéma commun (interconnexion d'un des pays avec un 4^{ème} GRT), mais dont la perte a des répercussions sur les transits transfrontaliers.

L'information sur la perte d'un ouvrage doit s'accompagner d'une information sur les difficultés potentielles occasionnées par cette perte, et dans la mesure du possible sur le délai probable de retour de l'ouvrage.

Cet échange d'information se fait par l'envoi d'un fax présentant l'extrait du schéma du pays concerné, sur lequel est mise en évidence la modification de topologie ou la perte d'ouvrage, accompagné d'une zone de commentaires.

3. ECHANGE D'INFORMATIONS RELATIVES AUX SITUATIONS TENDUES

3.1 DEFINITION D'UNE SITUATION TENDUE

On considère que la situation est tendue dans un pays lorsque les règles de sûreté en N ou N-k ne sont pas respectées, et ce, malgré la sollicitation de tous les moyens (topologie et plan de production) susceptibles de résoudre la contrainte. Dans pareil cas, le **GRT concerné en informe aussitôt les 2 pays voisins.**



En particulier, lorsque la perte d'un ouvrage donné entraînerait la perte d'un ou plusieurs ouvrage(s) situé(s) dans la zone d'interconnexion couverte par le schéma de quart commun, le GRT concerné s'engage à en avertir les GRT des 2 pays voisins.

Cet échange d'information se fait par fax, et peut être explicité par téléphone sur la base des documents reçus.

3.2 CONTENU DES ECHANGES D'INFORMATION

INFORMATION : Le pays concerné par la situation tendue transmet par fax aux pays voisins les informations suivantes :

- ouvrage concerné
- règle de sûreté non respectée
- conséquences potentielles (quels ouvrages seraient impactés par la perte de l'ouvrage ci-dessus, et avec quelle gravité, quel délai de déclenchement)
- facteur aggravant éventuel (conditions météo, etc ...)
- le seuil de transit aux frontières à atteindre pour résoudre ces contraintes : « critère 1 »

RETOUR : Les 2 pays voisins étudient la conséquence sur leur territoire des faits décrits (sur la base des télémesures et télésignalisations disponibles) par le GRT initiateur ; ils envoient par fax aux GRT des 2 pays voisins les informations suivantes :

- description de conséquences potentielles sur leur propre territoire
- existence ou non de parade (automate, délestage, aménagement de production, ...)
- en conclusion : l'impact de l'évènement (conséquences potentielles décrites par le pays initiateur) par rapport au respect de ses propres règles de sûreté
- si les règles de sûreté ne sont pas respectées, le seuil de transit aux frontières à atteindre pour résoudre ces contraintes : « critère 2 » pour un GRT et « critère 3 » pour l'autre

4. MODE DE RESOLUTION DES CONTRAINTES

Trois cas de figure sont étudiés :

4.1 PERTE DE LIGNE D'INTERCONNEXION ENTRE FRANCE-SUISSE, SUISSE-ITALIE, OU ITALIE-FRANCE (N-1 SIMPLE OU N-1 DOUBLE)

Les 2 GRT situés de part et d'autre de l'ouvrage d'interconnexion ont la responsabilité de ramener les transits à un niveau qui soit acceptable par chacun des 3 pays voisins en procédant prioritairement aux changements de topologie et aux aménagements de production nécessaires ; la réduction des échanges reste une solution en dernier recours (*) (pour l'Italie cette mesure peut se révéler prioritaire en cas de perte d'une ligne d'interconnexion 400 kV).

Si le GRT tiers a été dans l'obligation de re-aménager son plan de production pour résoudre des contraintes dans l'urgence, les 2 GRT concernés par la perte d'ouvrage doivent mettre en œuvre le re-dispatching et les réductions d'échanges nécessaires pour lui permettre de retrouver son programme de production initial, et ce pendant toute la durée de l'indisponibilité de l'ouvrage.

(*) Règle pour la réduction des échanges :

La réduction des échanges se fait sur la base de la nouvelle capacité définie à l'issue d'un échange entre les dispatcheurs des 2 GRT impliqués (l'échange peut être téléphonique, il sera confirmé par fax ultérieurement) : les dispatcheurs se mettent d'accord sur la valeur de réduction de parallèle à réaliser, et sur l'heure effective de la réduction. En cas d'urgence, la réduction des échanges peut se faire sans attendre une heure ronde, selon le même mode opératoire que dans les cas de sollicitation des réserves communes ; l'heure de la réduction est toujours une heure à venir (une réduction d'échange ne sera pas mise en œuvre sur une plage horaire passée).



Chaque pays concerné réduit sa parallèle et réalise les aménagements de production nécessaires pour rétablir l'équilibre offre-demande sur son territoire ; les règles de réduction des contrats seront établies a posteriori par les parties commerciales.

4.2 PERTE D'UNE LIGNE D'INTERCONNEXION ENTRE UN DES 3 GRT CONCERNES PAR LA PROCEDURE, ET UN 4^{EME} GRT

Dans ce cas le GRT ayant subi la perte d'ouvrage s'engage à opérer les changements de topologie et les aménagements de production nécessaires dans le but de maintenir les transits aux frontières avec les 2 autres GRT à leurs valeurs pré-incidentelles, ou au plus à une valeur n'entraînant aucune contrainte et aucun besoin de re-dispatching.

4.3 APPARITION D'UNE CONTRAINTE SUR UNE DES ZONES PROCHES DES FRONTIERES ENTRAINANT LE NON-RESPECT DES REGLES DE SURETE

Un des GRT a détecté une situation tendue sur son territoire, et en a informé les 2 GRT voisins par l'envoi d'un fax d'information.

Chacun des GRT voisins étudie alors l'impact sur son territoire des conséquences potentielles liées à la contrainte détectée.

- ✓ Si cet impact est nul, c'est-à-dire qu'il lui permet de rester dans un domaine de tension et de transit respectant les règles de sûreté (N et N_k), ou bien qu'il dispose d'une parade permettant de lever la contrainte générée, il en informe les 2 GRT voisins. Il leur transmet également, s'il existe, le critère à respecter pour rester dans ce domaine de sûreté (seuil de transit max, délai d'activation de la parade, etc ...).
- ✓ Si cet impact génère sur son territoire un non-respect des règles de sûreté, il en informe les 2 GRT voisins, en précisant le critère à atteindre pour retrouver un domaine de sûreté (transit maximal aux frontières, ...) : c'est le « critère 2 » ou « critère 3 »

Une action est à engager si le non-respect des règles de sûreté dans un des pays entraîne une situation non maîtrisée dans un pays voisin. On compare alors les transits aux frontières avec les transits commerciaux : la priorité est donnée aux changements de topologie et aux aménagements de production dans chacun des pays concernés, afin de se rapprocher des transits commerciaux.

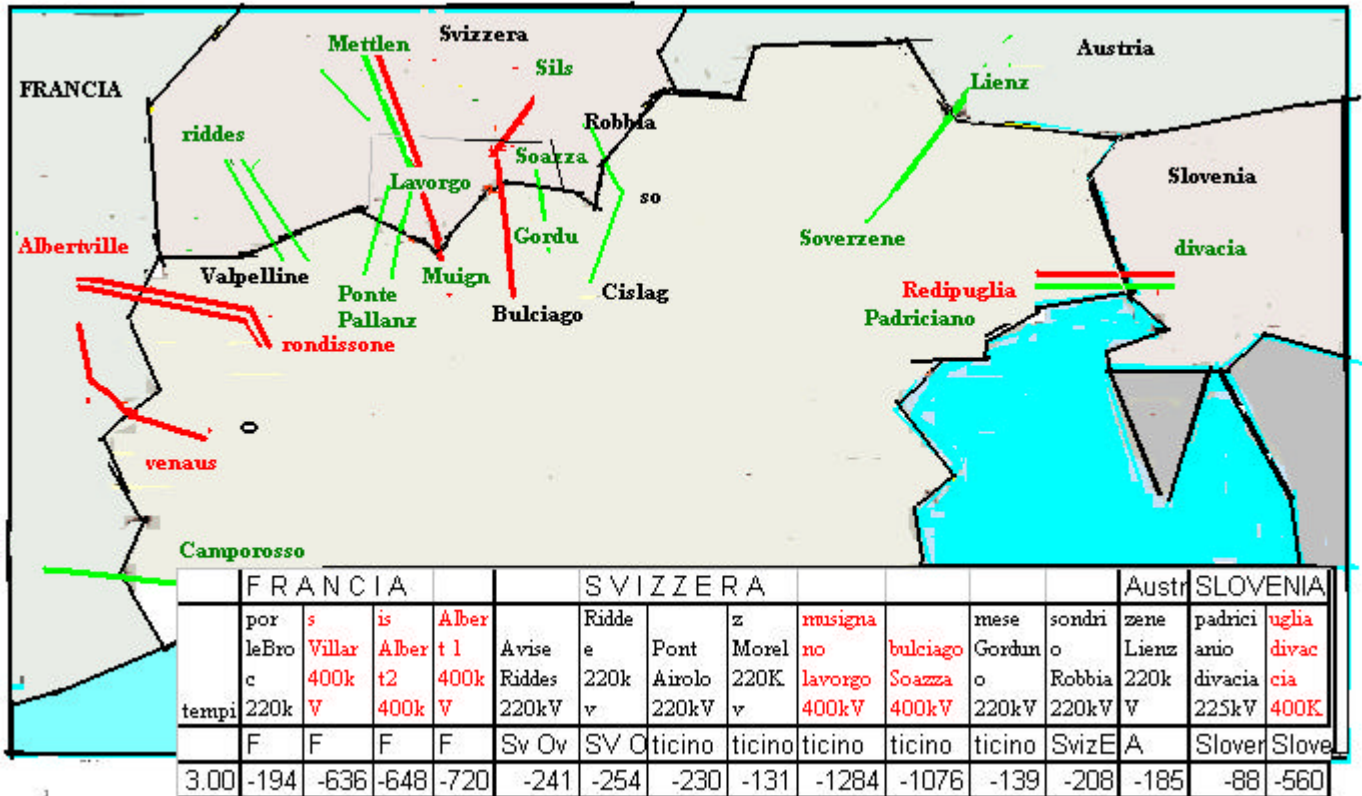
Chaque GRT s'engage à mettre en œuvre les changements de topologie et les aménagements de production nécessaires pour retrouver une situation dans laquelle le non-respect des règles de sûreté dans un des pays n'entraîne aucune conséquence, ou des conséquences maîtrisées par des parades, dans les autres pays.

Nota : le GRT qui a initié le processus « situation tendue » a déjà tout mis en œuvre sur son territoire pour résoudre la contrainte ; lorsqu'il contacte les GRT voisins et s'il y a lieu d'aménager les programmes de production, c'est à eux d'aménager la production sur leur territoire pour ramener les transits physiques au plus proche de leur valeur commerciale.

ALLEGATO 3

transiti sulle linee e capacità di trasporto

LINEE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO E LORO TRANSITI (MW) ALLE ORE 3.00



I transiti alla stessa ora erano elevati verso l'Italia :

Le tre linee principali linee interne svizzere che alimentavano il Ticino e da qui le interconnessioni verso l'Italia erano: la Mettlen Lavorgo 380 kV (Lucomagno) che trasportava circa 1300 MW; la Mettlen Airolo 220kV (Gottardo) che trasportava circa 450 MW ; la Sils Soazza 380 kV (San Bernardino) che trasportava circa 1200 MW

Sarà su queste tre linee svizzere, cariche complessivamente a quasi 3000 MW , che inizia il transitorio causa del black-out

Alle ore 3.01 scatta la linea Mettlen Lavorgo .

In seguito al tale apertura, aumentano i transiti sulle altre due linee: la linea a 380 kV Sils-Soazza si carica al 110% della sua portata massima e la linea 220kV Mettlen –Lavorgo –Airolo a circa 83% .

Le importazioni globali italiane tra prima e dopo lo scatto linea in Svizzera , rimangono all'incirca costanti a 6600MW in totale , ma con diversa ripartizione tra le frontiere: si assiste ad una riduzione di circa 550 MW dalla Svizzera (da 3600 a circa 3050 MW), compensata da un aumento sulle linee da Francia (+370MW) , Austria (+30 MW), e Slovenia (+150 MW).

La variazione di maggiore entità sulle singole linee verso l'Italia , si osserva sulla Lavorgo Musignano che si riduce di circa 700 MW (da 1244 a 544 MW) . Ille due linee da Riddes (Svizzera occidentale) salgono a circa 300 MW ciascuna, sotto il limite operativo che avrebbe causato una segnalazione di allarme preso il GRTN¹ .

TAB 4.2 Transiti sulle linee di interconnessione prima e dopo il primo scatto linea in Svizzera (tempo non esattamente sincrono: lo scatto delle 3.01.40 , qui si situa tra 3.01.226 e 3.01.30)
Sotto è riportato il corrispondente andamento delle importazioni totali dai 4 paesi di confine

tempi	FRANCIA				SVIZZERA								Austria	SLOVENIA	
	Campor leBroc 220kV	Venaus Villar 400kV	Rondis Albert 400kV	Rondis Albertv 400kV	Avisse Riddes 220kV	Valpel Riddee 220kv	Pont Airolo 220kV	pallanz Morel 220Kv	musignan o lavorgo 400kV	bulciago Soazza 400kV	mese Gorduno 220kV	sondrio Robbia 220kV	Soverzene Lienz 220kV	padriciano divacia 225kV	redipuglia divaccia 400Kv
	F	F	F	F	Sv Ov	SV Ov	ticino	ticino	ticino	ticino	ticino	SvizES	A	Slovenia	Slov.
3.01.26	-194	-652	-656	-736	-249	-261	-229	-132	-1292	-1092	-141	-223	-190	-89	-560
3.01.28	-197	-664	-664	-748	-249	-262	-231	-132	-1244	-1096	-144	-215	-189	-90	-568
3.01.30	-203	-672	-656	-736	-302	-322	-231	-130	-920	-1216	-108	-243	-227	-112	-700
3.01.32	-203	-672	-656	-736	-302	-322	-231	-130	-920	-1216	-108	-243	-227	-112	-700
3.01.34	-240	-764	-712	-820	-300	-304	-191	-112	-920	-1224	-123	-253	-217	-115	-672
3.01.36	-249	-752	-736	-852	-297	-315	-194	-115	-544	-1216	-123	-253	-217	-119	-672
3.01.38	-257	-768	-728	-836	-302	-316	-195	-113	-540	-1216	-125	-256	-215	-126	-664
3.01.42	-261	-764	-736	-848	-301	-312	-193	-114	-548	-1216	-125	-258	-218	-119	-680

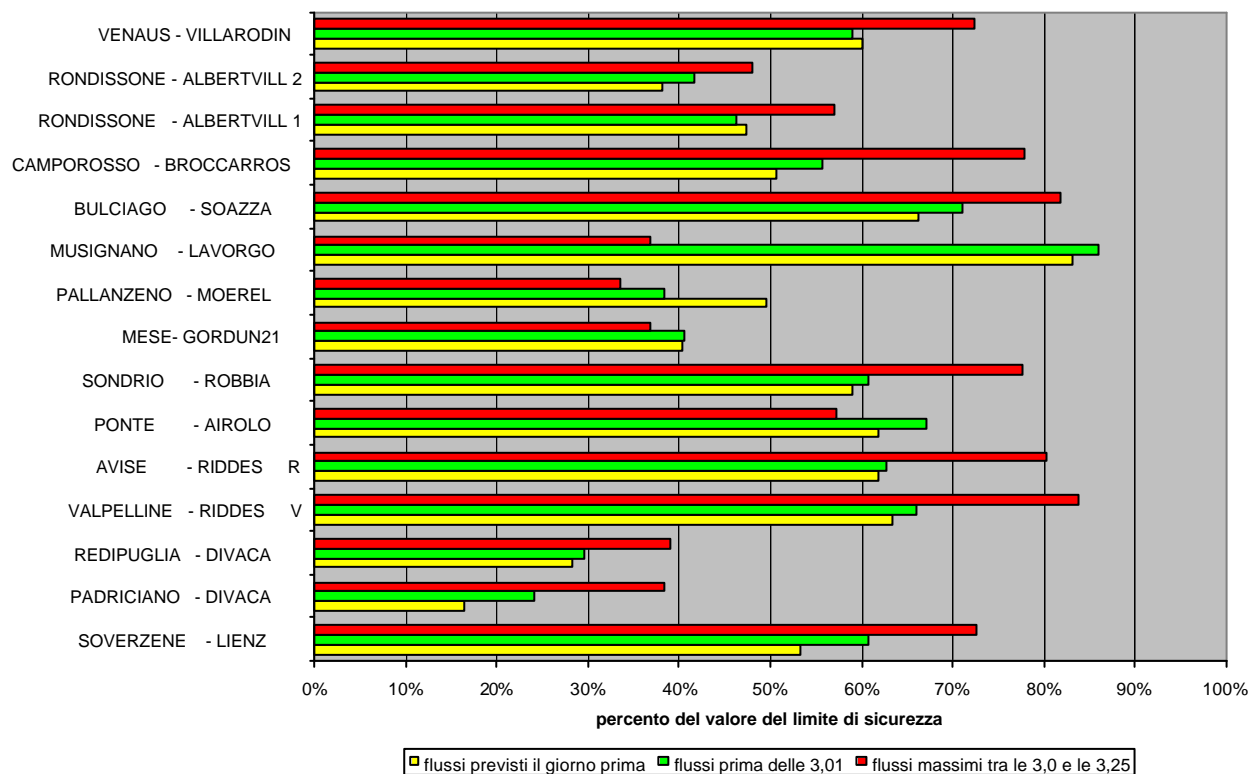
Da FR	da Sv	DA AUST	DA SLOV	totale	tempi
-2238	-3619	-190	-649	-6696	3.01.26
-2273	-3573	-189	-658	-6693	3.01.28
-2267	-3472	-227	-812	-6778	3.01.30
-2267	-3472	-227	-812	-6778	3.01.32
-2536	-3427	-217	-787	-6967	3.01.34
-2589	-3057	-217	-791	-6654	3.01.36
-2589	-3063	-215	-790	-6657	3.01.38
-2609	-3067	-218	-799	-6693	3.01.42

LINEE DI INTERCONNESSIONE TRA ITALIA E PAESI CONFINANTI

			CORRENTE				POTENZA a 380 kV		
LINEA	PAESE	Tensione Nominale	Limite * Operativo	Limite Sicurezza	Limite** N-1	Limite Operativo	Limite Sicurezza	Limite N-1	
		[kV]	[A]	[A]	[A]	[MW]	[MW]	[MW]	
Venaus	Villarodin	Francia	380	1.473	1.637	1964	968	1076	1291
Rondissone	Albertville 1	Francia	380	2.133	2.370	2844	1402	1558	1870
Rondissone	Albertville 2	Francia	380	2.133	2.370	2844	1402	1558	1870
Camporosso	Broc Carros	Francia	220	825	917	1100	314	349	419
Bulciago	Soazza	Svizzera	380	2.070	2.300	2760	1361	1512	1814
Musignano	Lavorgo	Svizzera	380	2.043	2.270	2724	1343	1492	1791
Pallanzeno	Morel	Svizzera	220	810	900	1080	308	343	411
Mese	Gorduno	Svizzera	220	810	900	1080	308	343	411
Sondrio	Robbia	Svizzera	220	810	900	1080	308	343	411
Ponte	Airolo	Svizzera	220	810	900	1080	308	343	411
Avise	Riddes	Svizzera	220	909	1010	1212	346	384	461
Valpelline	Riddes	Svizzera	220	909	1010	1212	346	384	461
Redipuglia	Divaccia	Slovenia	380	2592	2880	3456	1704	1893	2272
Padriciano	Divaccia	Slovenia	220	864	960	1152	329	365	438
Soverzene	Lienz	Austria	220	720	800	960	274	304	365

* 90% Limite di sicurezza ** 120% Limite di sicurezza

Il limite di sicurezza non supera mai il valore calcolato secondo il “Convenzione tipo” tra il gestore e il proprietario delle linee stabilita con decreto del 22-12-00



LINEE SVIZZERE (dati non confermati, dedotti da rapporto UCTE)

TRASPORTO PRIMA DELLO SCATTO della Mettlen-Lavorgo (ore 3,01)

	Tensione kV	Limite di sicurezza [A]	Limite N-1 [A]	corrente in atto [A]	percentuale del	
					Limite di sicurezza %	Limite N-1 %
Mettlen Airolo METTLEN	220	2000	2400	1200	60%	50%
LAVORGO	380	2000	2400	2064	103%	86%
SILS SOAZZA	380	2000	2400	non conosciuta		

TRASPORTO DOPO LO SCATTO della Mettlen-Lavorgo

Mettlen Airolo METTLEN	220	2000	2400	1970	99%	82%
LAVORGO	380	2000	2400	0	0%	0%
SILS SOAZZA	380	2000	2400	2700	135%	113%

- La portata al limite termico delle tre linee svizzere (armate con due conduttori 450 mm² Aldrey, un minimo assoluto per le linee a 380 kV) calcolata (vedi tabella seguente) secondo le regole italiane (ma anche secondo quelle fornite dagli svizzeri) avrebbe il valore di 2000 A: questo dovrebbe essere il flusso massimo di corrente in condizioni di rete integra, denominato in Italia “limite di sicurezza”.
- Gli svizzeri dichiarano una portata massima di 2400 A (verbalmente e nel rapporto ad interim UCTE) del 20% superiore; essa è interpretabile, secondo la prassi italiana come limite da adottare nelle verifiche N-1 (la percentuale del 20% tiene conto della dinamica termica e può essere tollerato per i tempi necessari al riassetto della rete).
- Se così fosse, il gestore svizzero non avrebbe rispettato neanche prima del primo scatto la regola N-1., in quanto allo scatto della Mettlen-Lavorgo la Sils Soazza avrebbe trasportato il 110% del limite N-1.
- Gli svizzeri considerano il limite di 2400 A ulteriormente superabile per breve tempo in condizioni N-1. E' una questione da riconsiderare, in quanto le regole N-1 non dovrebbero avere ambiguità di questo tipo.

regole		svizzere		italiane	
		svizzere		italiane	
linee		svizzere		italiane	
conduttore		450 mm ² Aldray	450 mm ² Aldray	585 mm ² All-Acc	
resistenza	ohm/km	0,074	0,074	0,056	
diámetro	mm	27,6	27,6	31,5	
Max temperatura	°C	80	75	75	
Temperatura ambiente	°C	10	10	10	
Velocità vento	m/sec	0,50	0,56	0,56	
Portata per conduttore	A	1060	1000	1200	
Portata fascio binato	A	2120	2000	2400	

**SEPARAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO
DEL 28/9/03 ORE 3:25**

Ricostruzione e analisi del transitorio di separazione

La presente ricostruzione degli eventi e la loro interpretazione coprono solamente la separazione del sistema elettrico italiano da quello europeo, verificatosi alle 3:25.23.00 (scatto della prima linea a 380 kV in Svizzera) fino alle ore 3:26.29- scatto dell'ultimo collegamento con l'estero avvenuto nella nostra rete del Veneto (trasformatore di Redipuglia).

Si può affermare senza ombra di dubbio che il sistema elettrico italiano

- 1. Non è stato sede di alcun guasto**
- 2. La separazione è avvenuta per perdita di passo del sistema stesso (vedi oltre)**

Le informazioni sulle potenze successivamente riportate sono state approssimate alla decina di MW. Nell'analisi che segue non viene accennato al collegamento in c.c. con la Grecia in quanto non influente.

La ricostruzione e l'analisi degli eventi verificatesi negli impianti italiani è stata fatta in base a:

- a) i comportamenti dei sistemi di protezione coinvolti
- b) le valutazioni sul comportamento dinamico dei sistemi elettrici (in presenza di forti squilibri di potenza attiva)
- c) le registrazioni
 - 1) degli oscillografici
 - 2) dei RIPES: registratori di perturbazione spontanei
 - 3) della lista degli interventi presso il dispacciatore (SCPT)
 - 4) degli RCE

La mancanza di informazioni su:

- 1: le configurazioni delle reti AT dei paesi confinanti non conosciute anche dal dispacciatore
- 2: gli interventi delle protezioni e delle registrazioni correlate dai paesi confinanti

e la mancata sincronizzazione delle apparecchiature di registrazione, hanno reso particolarmente difficile e lunga detta analisi: eventuali correzioni in base alle informazioni che saranno ricevute sia dai paesi confinanti e sia da impianti italiani potranno in parte modificare l'analisi stessa. L'origine dei tempi delle 3.25.23.00 deve intendersi come il riferimento adottato in questa analisi.

Per comprendere cosa è successo alle ore 3:25 (del 28/9/03) si fa notare [considerazioni qualitative]:

- **Il sistema elettrico italiano non era strutturalmente in grado di fronteggiare una perturbazione con mancanza di notevole potenza attiva importata.**

- La potenza importata dalla frontiera Nord era notevole, circa 6620 MW pari al 25% del carico totale.

In maniera semplicistica si può rappresentare il sistema elettrico italiano come un generatore equivalente con già un notevole angolo di coppia (o angolo equivalente) rispetto alla rete europea e distante, in impedenza, da questa. In particolare la “distanza” era maggiore dai generatori dell'est europeo rispetto ai generatori dell'ovest. Una simulazione appropriata potrà o meno confermare quanto sopra esposto.

Vi erano inoltre le linee a 220 kV : Riddes – Valpelline e Riddes – Avise funzionanti a 300 MW - prossime al limite operativo (800A estivi). Esse sono state lasciate in tale stato per consuetudine. Discretamente cariche erano le linee a 220 kV Camporosso – Broccaros 240 MW e Cislago – Sondrio – Robbia 250 MW.

La cascata degli eventi si sussegue in questo modo

H 3:25.23.00 1° scatto: apre in Svizzera la linea a 380 kV Sils – Soazza a causa dell'avvicinamento dei conduttori per riscaldamento agli alberi (informazione avuta dagli operatori svizzeri-unico evento registrato in Italia è una segnalazione di “terra” sulla linea 380 kV Bulciago - Soazza)

H 3:25.25.00 ÷ 3.25.28.00 ca 2° scatto: aprono in Svizzera la Airolo – Mettlen 220 kV per sovraccarico ed altre linee, vedi Robiei – Bavona 220 kV, separando di fatto il carico del Canton Ticino sull'Italia.

Detti scatti comportano:

- 1) la diminuzione di potenza importata dalla rete Svizzera sulle linee a 380 kV ($\Delta P = -1500$ MW)

2) il sovraccarico delle linee a 220 kV dalla Svizzera

- Valpelline – Riddes fino a 400 MW +
- Avise – Riddes fino a 400 MW +
- Sondrio – Robbia fino a 420 MW +

3) una inversione di potenza anche sulle linee a 220 kV Pallanzeno – Morel e Ponte – Airolo.

Il carico del Cantone Ticino e Grigioni di circa 300 MW rimane allacciato alla rete italiana fino al suo azzeramento.

Per la mancanza di potenza trasportata sul 380 kV dalla Svizzera aumentano i transiti sulle linee di confine con la Francia – Austria – Slovenia.

Fino a questo momento NON SI SONO AVUTE aperture di linee di interconnessione con l'estero (Svizzera compresa)

Con il venire meno della potenza importata dalla Svizzera il sistema italiano si è viepiù distanziato da quello europeo: ragionevolmente si può affermare che il sistema italiano ha cominciato a FRENARE (l'angolo equivalente è aumentato)

Vengono descritte di seguito le tre fasi in cui è avvenuta la separazione:

I^a FASE: H 3.25.28 ÷ 3.25.32 Si verificano gli scatti delle linee a 220 kV dalla Svizzera

Non siamo riusciti ad allineare tutti gli oscillogrammi data la lontananza degli impianti in cui si sono verificati gli scatti e la mancanza di sincronizzazione, ma si ritiene che essi siano avvenuti in questa sequenza:

Scattano per sovraccarico

1°) linea a 220 kV Cislago – Sondrio – Robbia (sbarre separate a Sondrio). La protezione distanziometrica apre in 4° gradino adirezionale (potenza interrotta circa 420 MW)

2°) linea Avise – Valpelline per intervento distanziometrica apre ad Avise interrompendo l'alimentazione dalla Svizzera della linea Riddes – Avise – potenza interrotta circa 400 MW

3°) linea Riddes – Valpelline per intervento protezioni a Riddes - potenza interrotta circa 400 MW

Con questi scatti viene a mancare completamente la fornitura di potenza attiva dalla Svizzera.

Lo scatto per sovraccarico delle protezioni distanziometriche è stato desunto dai rilievi oscillografici che riportano grandi correnti e abbassamenti di tensione che si mantengono pressochè costanti fino all'intervento delle protezioni stesse negli ultimi gradini. In un sistema che

sta perdendo il sincronismo agli scatti per sovraccarico seguono immediatamente quelli per perdita di passo (come quelli avvenuti successivamente).

Si caricano ulteriormente le linee di interconnessione con la Francia, l'Austria e la Slovenia.

II° FASE: H 3.25.32.56 ÷ 3.25.33.12 Separazione ad ovest. Scattano le linee di collegamento con la Francia

Si entra nella fase più critica: aumenta ulteriormente l'angolo di coppia tra i due sistemi. In questo quadro che comporta un notevole contemporaneo abbassamento di tensione sui nodi confinanti, si verificano gli interventi delle protezioni distanziometriche di

1. (Orario da stabilire) A Camporosso linea 220 kV per Broc-Carros (4° gradino adirezionale). Questo intervento richiede una verifica con le informazioni da parte francese.
2. H 3.25.32.56 A La Coche (Francia) linea 380 kV per Praz – Villarodin per intervento delle protezioni distanziometriche in 1° gradino interrompendo di fatto il transito sulla linea di trasporto Villarodin – Venaus in serie alla linea francese scattata (rimane sull'Italia un debole carico).
3. H 3:25.32.65 Apre a Rondissone la linea Albertville 1 (n°354) per intervento protezione distanziometrica RAZFE con tempo di 0,26s dall'avviamento (aprono le fasi 4-12 e rimane chiusa la fase 8; questa apre successivamente per discordanza poli). L'estremo di Albertville apre unipolare in primo gradino ed esegue successivamente una richiusura con comando di apertura definitiva.

E' intervenuto il relè antipendolazione a Rondissone (non registrato sull'oscilloperturbografo), ciò è plausibile nell'ipotesi fatta che ormai il sistema italiano stava perdendo il passo con la rete europea (il relè antipendolazione ha probabilmente bloccato in un primo momento la protezione, successivamente ne ha permesso lo scatto per cause da accertare).

A suffragio di tale analisi è anche la registrazione oscilloperturbografica di Rondissone che qui alleghiamo (la tensione omopolare, registrata sulla 354 nel periodo di apertura del polo 8 in Francia, è la somma delle tensioni di fase V_4 e V_{12} francesi (di Albertville) e V_8 italiana (di Rondissone) e mostra l'andamento classico di una perdita di passo – vedi allegato 1.

Il fatto poi che la protezione distanziometrica di Albertville intervenga con autorichiusura dimostra che la stessa protezione ha visto una impedenza in primo gradino (classica di sistemi che si stanno separando).

4. H 3.25.33.12 Dopo 0,58s dall'apertura della Albertville 1 (n°353) scatta a Rondissone la Albertville 2 (n° 354) per intervento protezione distanziometrica RAZFE con tempo di secondo gradino.

III° FASE: H 3.25.34.52 e seguenti Separazione ad est.

A questo punto il sistema elettrico italiano, venendo a mancare anche i MW importati dalla Francia, accentua la marcia fuori sincronismo con la rete europea ancora collegata tramite le linee ad Est dell'Italia e precisamente:

- 1°) 220 kV Soverzene – Lienz
- 2°) 380 kV Redipuglia – Divaca (Slovenia)
- 3°) 220 kV Padriciano – Divaca (Slovenia)

Le protezioni di distanza sono intervenute con tempi di primo e secondo gradino, ciò dimostra ulteriormente che l'intervento è stato per perdita di passo. Dall'allineamento delle registrazioni dei RIPES (vedi allegato 2) si ritiene che gli scatti si siano così verificati con la seguente successione:

1. H 3.25.34.06 Apre a Lienz (Austria) linea per Soverzene (probabilmente per intervento della protezione a massima corrente in linea tarata a 900A- manca documentazione ufficiale: in un primo tempo l'intervento esegue un cambiamento di sbarra e introduce una maggior impedenza su Soverzene allo scopo di limitare il transito di potenza attiva; in un secondo tempo la protezione comanda l'apertura dell'interruttore di linea). La registrazione oscillografica di Soverzene mostra la fase di perdita di passo.
2. H 3.25.34.54 Apre a Divaca linea 380 kV Redipuglia: essa interviene in secondo gradino (dedotto dalla mancanza di ricezione del telepilotaggio a Redipuglia). Le protezioni distanziometriche a Redipuglia su Divaca vedono il centro elettrico del sistema di spalle. Il centro elettrico tra il sistema europeo e il sistema italiano veniva a trovarsi sulla Redipuglia Planais ed anche nella sezione 220 kV del Friuli in parallelo.
3. H 3.25.34.56 Apre ad entrambi gli estremi la linea 380 kV Planais - Redipuglia; intervento protezione distanziometrica 2° gradino: tempo 0,65s dall'avviamento.
4. H 3.25.34.56 Apre agli estremi la linea 220 kV Udine N.E. – Redipuglia. Detti scatti sono dovuti a perdita di passo (centro elettrico tra Slovenia e rete italiana che cadeva anche sul collegamento 220 kV in parallelo alla rete 380 kV).

A questo punto la rete italiana rimaneva in funzionamento asincrono con la Slovenia rallentando sempre di più ed inondando di “serpoline” i registratori di buona parte del sistema elettrico europeo.

Il collegamento ad alta impedenza era costituito da:

- Le linee a 220 kV Divaca – Padriciano (collegamento con rete slovena)
- Le linee a 220 kV Padriciano – Monfalcone – Redipuglia
- Gli autotrasformatori 220/130 kV di: Padriciano (ATR 2), Redipuglia (ATR 1), Monfalcone (Trasformatore a 3 avvolgimenti 220/130/MT del gruppo 1).
- La rete a 130 kV del Friuli che si ricollegava alla rete italiana a 380 kV tramite l’ATR di Planais e con la rete a 220 kV italiana tramite gli ATR di Udine N.E e Udine Ovest.

Il funzionamento in asincrono durava per circa 55 secondi dallo scatto della linea 380 kV Redipuglia – Planais fino agli scatti in cascata di alcune linee a 130 kV (ad esempio la linea 130 kV Redipuglia – Manzano 3.25.34.68), del TR di Monfalcone e dell’ATR di Padriciano.

Scattava per ultimo l’ATR di Redipuglia (3.26.29) che separava il sistema elettrico italiano dalla rete europea – vedi allegato 3 – andamento oscillatorio della potenza che attraversa l’ATR1 di Redipuglia.

COMMENTI SULLA SEPARAZIONE E SUGGERIMENTI

Non si ripetono qui le deficienze attuali e ben note del sistema elettrico italiano (mancanza di centrali e linee AT di trasporto con l’estero) non potendo in breve termine risolvere tali problemi. Si indicano invece qui i rimedi che è possibile intraprendere nel breve e medio periodo

Premesso che:

- il distacco si è verificato per perdita di passo
- i sistemi di protezione hanno funzionato correttamente
- i primi eventi che hanno portato al distacco si sono verificati al di fuori del sistema elettrico italiano
- si ignorava la configurazione della rete estera AT (almeno 2÷3 nodi oltre i nodi dirimpettai
- ci si affidava solamente a calcoli predittivi di regimi stazionari (flussi di potenza attiva in MW): la verifica ad N-1 si è dimostrata non esaustiva).
- si ignoravano i calcoli di stabilità di dinamica delle reti (non ci si deve affidare solo agli ampere di linea, ma valutare a priori la “sicurezza” del sistema elettrico tenendo conto della sua

risposta dinamica. Alle ore 3:25 del 28/9/03 il sistema elettrico italiano non era “sicuro” come la separazione successiva, causata da un deficit di potenza attiva importata dalla Svizzera ha dimostrato).

- Vi è consuetudine ad accettare funzionamenti del sistema elettrico apparentemente “sani”.

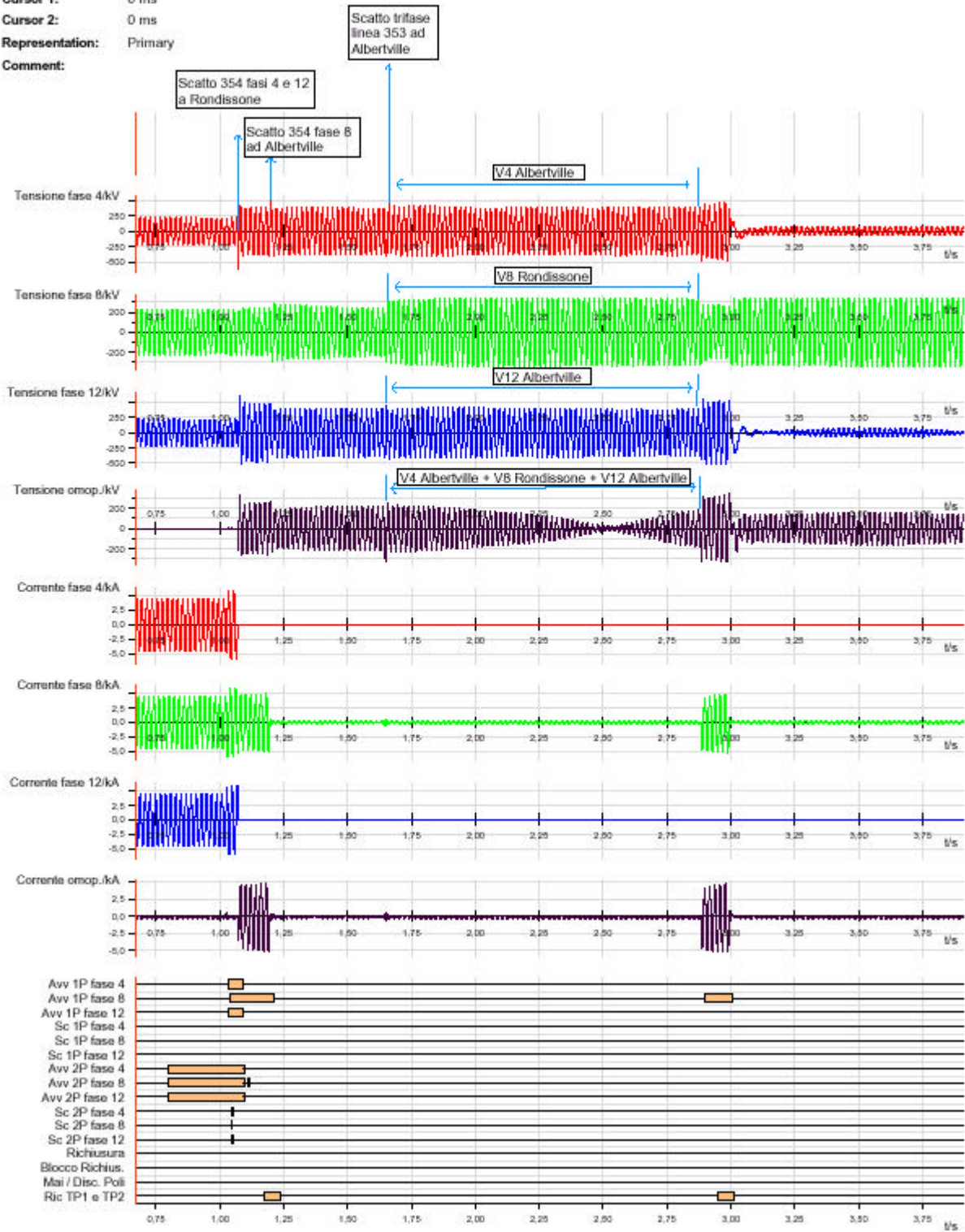
Suggerimenti e azioni preventive per scongiurare gli azzeramenti

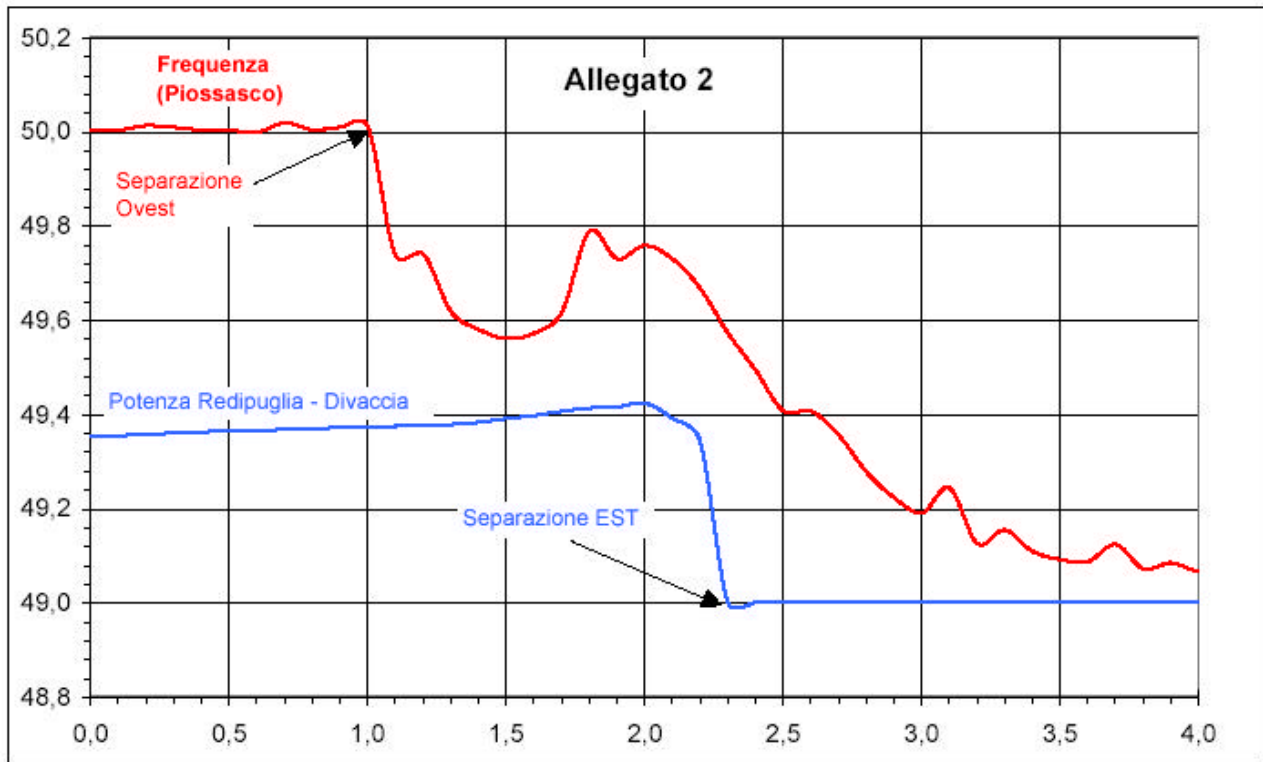
- 1) Limitare i singoli transiti sulle linee di trasporto con il Nord
- 2) prendere conoscenza della rete AT dei paesi confinanti (e viceversa naturalmente) e riportare almeno lo stato degli interruttori degli estremi confinanti
- 3) concordare con i paesi confinanti schemi di servizio in modo da rendere sicuri in regime statico e dinamico i rispettivi sistemi elettrici
- 4) essere trasparenti con i ripartitori confinanti e i responsabili degli impianti italiani su:
 - interventi delle protezioni: scambi delle registrazioni durante le perturbazioni (il fatto che dopo un mese circa non si abbiano notizie dai paesi confinanti deve essere evitato: ciò lo si ottiene mediante l’instaurazione di procedure di scambio informazioni, analisi delle perturbazioni che interessano entrambi etc...)
 - aggiornamento continuo dei sistemi di protezione e loro tarature
- 5) provvedere un sistema EDA (distacco automatico dei carichi) efficiente e flessibile.
L’attuale (a logica cablata) non poteva intervenire durante la separazione analizzata per lo stesso algoritmo con cui era stato previsto. Ad esempio si deve controllare l’apertura delle linee ad entrambi gli estremi e non ad un estremo solo come avviene ora.
- 6) fare simulazioni dinamiche predittive ed informare le persone in turno sui problemi di stabilità correlati
- 7) Stimolare la “conoscenza” dei turnisti mediante corsi di formazione e facendoli partecipi delle soluzioni di problemi di servizio che si presentano, illustrando le analisi di alcune perturbazioni significative.
- 8) Rivedere il piano di protezione della rete AT, ed in particolare:
 - il coordinamento dei sistemi di protezione dei generatori e loro sistema di protezione, siano essi di aziende private che della produzione.
 - l’interruzione alla marcia fuori passo dei due sistemi

- 9) Analizzare sistematicamente le perturbazioni che colpiscono il sistema elettrico organizzando la raccolta dati dagli impianti (dopo un mese circa dall'evento mancato al GRTN notizie da alcuni impianti – vedi Monfalcone -), di chiunque essi siano, e di contro informando dei risultati i responsabili degli impianti coinvolti dalla perturbazione.
- L'analisi permette di affinare le conoscenze sul funzionamento del sistema elettrico e delle protezioni e dei registratori di perturbazioni (in questo ambito dovrà essere curata la sincronizzazione degli orologi dei registratori - purtroppo mancante al 28/9/03 -).

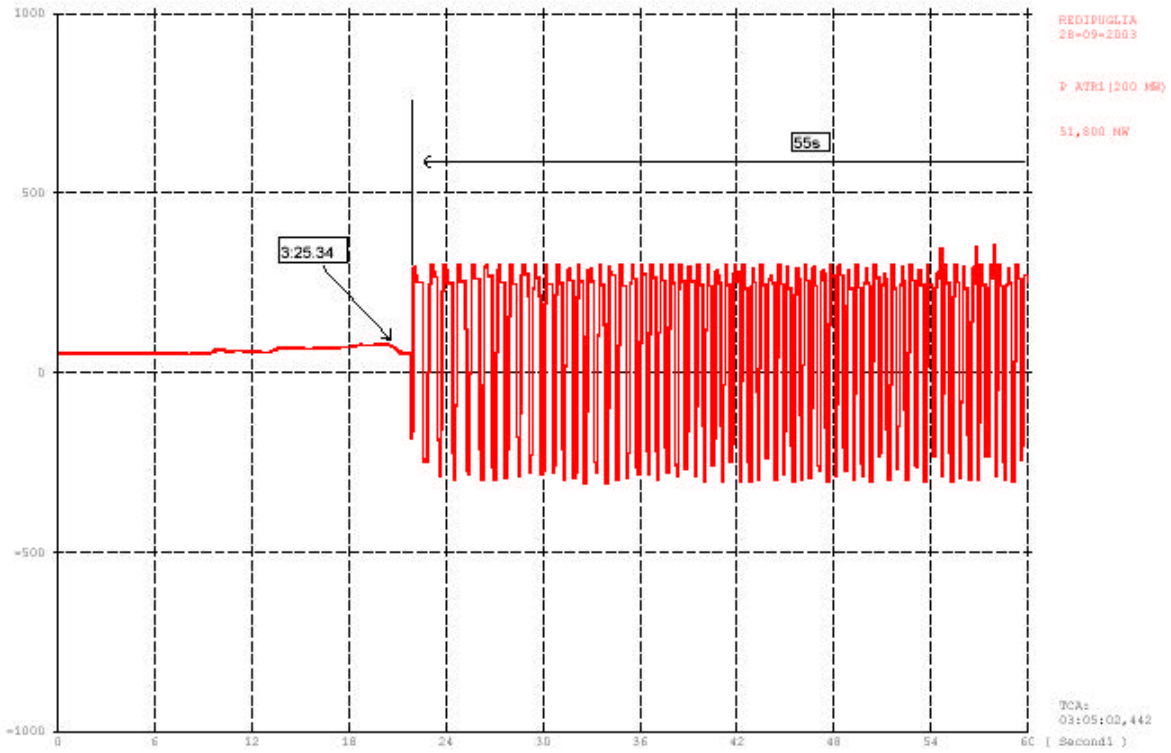
Name: ALBERTVILLE 1 354
 Filename: 28-09-03RONDISSONE\353\280903
 Fault start: 28/09/2003 03.25.31
 Scanning frequency:1000 Hz

Cursor 1: 0 ms
 Cursor 2: 0 ms
 Representation: Primary
 Comment:

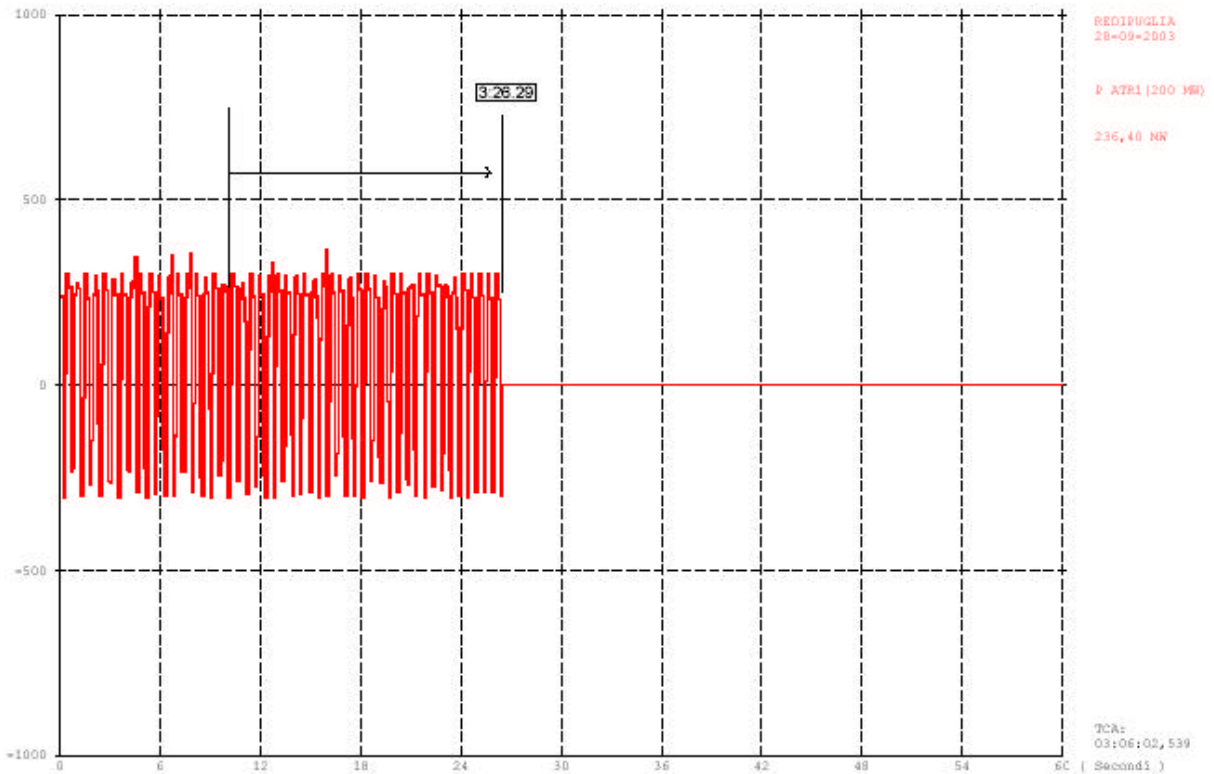




Allegato 3 - pag 1



Allegato 3 - pag 2



FENOMENI DINAMICI CHE HANNO CAUSATO LA SEPARAZIONE DALLA FRANCIA E SUCCESSIVO TRANSITORIO DI FREQUENZA FINO ALLA COMPLETA DISALIMENTAZIONE (SARDEGNA ESCLUSA)

A. Premessa

- Vengono esaminati i fenomeni dinamici che hanno portato alla separazione dalla Francia nonché il successivo transitorio di frequenza, con il sistema elettrico italiano dapprima ancora interconnesso con l'Europa tramite la Slovenia in funzionamento asincrono e poi, dopo circa 1 minuto, completamente isolato dall'Europa, fino al distacco completo delle centrali e completo azzeramento (black-out) del servizio.
- Il transitorio di frequenza tra 50 e 47.5 Hz ha una durata di circa 2 minuti e 30 secondi (circa tra 03.25.33 e 03.28.00) che avviene per squilibrio tra carico e generazione (si sono persi circa 6600 MW in importazione) a cui si è aggiunto un intempestivo distacco di molte centrali italiane. Si vedrà che, malgrado il deficit complessivo di potenza attiva fosse molto grande, il distacco delle pompe e l'intervento degli alleggeritori automatici del carico, se effettuato in modo corretto, avrebbe probabilmente evitato il distacco delle centrali a 47.5 Hz e il conseguente black-out.
- E' da notare che solo la ricostruzione del disservizio tramite simulazioni al computer confrontate con le registrazioni sperimentali, una volta che sia stata fatta la sincronizzazione dei vari apparati di registrazione (in particolare RIPES ed RCE), può chiarire in modo definitivo l'andamento della frequenza a seguito della separazione. Tale ricostruzione richiede peraltro la conoscenza esatta (parametri di linee, generatori, protezioni, ecc. e punto di funzionamento) della parte di rete europea prossima all'Italia, in particolare Svizzera, Austria, Slovenia, Francia sud-orientale.
- Sarebbe di notevole interesse pratico ricostruire soprattutto i 12 secondi che vanno dallo scatto della Sils - Soazza al raggiungimento dei 49 Hz in Italia.

Nel seguito si riporta un'analisi preliminare sulla base delle informazioni attualmente disponibili.

B. I 10 secondi precedenti il transitorio di frequenza

Detto $t = 0$ l'istante in cui la frequenza italiana inizia a diminuire (03.25.33 circa, ma il tempo assoluto ha poca importanza) a seguito dell'apertura della direttrice francese Albertville- La Coche-La Praz, che corrisponde, di fatto, all'apertura della Venaus-Villarodin, è da osservare che (v. le registrazioni RIPES di Musignano, S.Rocco, S.Lucia e Redipuglia, la frequenza e la sua derivata misurate in Sala Controllo-GRTN-Roma):

- A seguito delle aperture in Svizzera (la Sils-Soazza apre al tempo $t = -10$ s, cioè alle 03.25.23, la Mettelen- Airolo al tempo $t = -7$ s, cioè alle 03.25.26, v.RIPES di Musignano) e delle aperture delle 3 linee a 220 kV Cislago- Sondrio-Robbia, Avise - Valpelline e Riddes- Valpelline (tra il tempo $t = -7$ s e il tempo $t = -5$ s), si hanno delle variazioni trascurabili della frequenza assimilabili a disturbi di piccola entità.

- Nei 10 secondi che intercorrono tra l'apertura della Sils-Soazza e l'inizio della diminuzione della frequenza si hanno delle variazioni della derivata della frequenza italiana di ampiezza ± 0.1 Hz/s, ma a valor medio nullo, cioè con successive decelerazioni e accelerazioni dei gruppi italiani che quindi non hanno, in questa fase, perso il sincronismo. Potrebbe trattarsi di oscillazioni elettromeccaniche a smorzamento positivo ma piccolo oppure negativo, però non è scattato nessun RIPES per il criterio "scarso smorzamento".
- Le 3 linee a 220 kV (v.sopra) si aprono per sovraccarico (intervento delle protezioni di distanza in 4° gradino adirezionale) e non per instabilità degli angoli.
- L'aumento della reattanza tra l'Italia e la Francia, causato dalle separazioni all'interno della Svizzera, pur non essendo tale da comportare la perdita di passo dei gruppi italiani rispetto agli altri del sistema europeo interconnesso, ha provocato, unitamente al valore elevato dei transiti, un fenomeno di instabilità delle tensioni delle reti di trasmissione in particolare a cavallo della frontiera italo-francese (v. tensioni registrate dai RIPES di Musignano e S.Rocco, ma il fenomeno è visibile anche a Redipuglia).

Ne segue che tra le 03.25.26 e le 03.25.33 non c'è stato nessun scorrimento dei gruppi italiani rispetto a quelli europei (v. registrazioni RIPES) e quindi non ci poteva essere nessuna perdita di passo (che invece per l'UCTE inizia alle 03.25.26, all'atto dell'apertura della linea Mettlen – Lavorgo a 220 kV). Ciò è confermato dal fatto che, in tale intervallo di tempo (circa 7 secondi) non si sono avuti in Italia scatti di linee o di gruppi per intervento delle protezioni.

C. L'inizio del transitorio di frequenza

- Il carico Continentale + Sicilia era alle 03.25 di circa 23600 MW (fabbisogno meno perdite stimate).
- Dai diagrammi RIPES , che risultano sfasati di circa 10 secondi in ritardo rispetto ai tempi dell'RCE-Sala Controllo- GRTN-Roma, risulta che tra la prima apertura con la Francia (con frequenza a 50 Hz) e l'ultima (con frequenza a 49.65 Hz) sono trascorsi 1.3 secondi..
- L'apertura della Albertville – La Coche – La Praz (istante $t = 0$) è causata da tensioni basse (≈ 300 kV) e correnti elevate con intervento delle protezioni di distanza in 1° gradino ma non per perdita di passo (instabilità degli angoli) bensì per la sopra citata instabilità delle tensioni a cavallo della frontiera italo-francese.
- Al tempo $t = 0$, in cui inizia lo scorrimento della rete italiana, c'è quindi un aumento di reattanza tra la rete italiana e la Francia (o Europa Occidentale). Tale aumento si somma a quelli precedenti dovuti alle separazioni avvenute all'interno della Svizzera e all'aumento successivo tra il tempo $t = 0$ ed il tempo $t = 1.3$ s causato dal funzionamento un po' monofase un po' bifase della Albertville – Rondissone terna 1.
- La reattanza Italia- Francia (o Europa Occidentale) aumenta quindi in modo considerevole causando la perdita di passo in decelerazione della rete italiana rispetto al resto d'Europa, con apertura delle Rondissone – Albertville al tempo 1.3 s circa, com'è evidente dal RIPES di Redipuglia (netta variazione della derivata della tensione

all'istante 0 e raggiungimento dei -360° dopo 1.3 secondi dall'apertura della Albertville- La Coche – La Praz).

- Se ne deduce che, mentre l'inizio del transitorio di frequenza non è dovuto a perdita di passo, la separazione definitiva dalla Francia è dovuta proprio ad una perdita di passo per decelerazione.
- Sempre in tale intervallo di tempo si nota un tentativo di recupero della frequenza verosimilmente dovute al distacco di qualche carico interrompibile o più verosimilmente al distacco di gruppi in pompaggio. In effetti tra il tempo 03.25.33 e il tempo 03.25.34 – 03.25.35 (v. lista degli eventi inviata da GRTN ad UCTE) si sarebbero staccate 6 pompe per un totale di 880 MW, con tarature a 49.8-49.7 Hz e consenso di derivata (la derivata era circa -0.6 Hz/s).

D. Il transitorio di frequenza fino al blackout

- All'istante della separazione completa dalla Francia, la derivata della frequenza diviene circa pari a -1 Hz/s e resta praticamente tale in tutto l'intervallo di frequenza tra 49.65 e 49.1 Hz, malgrado il distacco di altri impianti di pompaggio con tarature in frequenza in tale intervallo e sempre con consenso di derivata. In effetti la taratura in frequenza per il distacco delle pompe con consenso di derivata era stata prevista, all'inizio degli anni '90, a 49.6 Hz. Dalla lista degli eventi inviata da GRTN ad UCTE si deduce un distacco di pompe per altri 1090 MW.
- Sembra quindi che tra i 50 e i 49.1 Hz siano state distaccate pompe per un totale di 1970 MW.
- E' evidente l'intervento del piano di alleggerimento automatico del carico a 49.1 Hz (la soglia con consenso di derivate).
- Ipotizzando un intervento dei relé all'85%, come si è verificato in occasione di disservizi avvenuti in passato e come risulta anche ad Enel Distribuzione per il disservizio in oggetto, il carico sotto "alleggerimento effettivo" deve essere, in ogni istante, il 50% del totale nazionale (v. revisione del piano effettuata all'inizio degli anni 1990) e quindi, nel disservizio in oggetto, il 50% del carico Continentale più quello della Sicilia, ovvero un carico totale effettivamente alleggeribile di circa $0.5 \times 22600 = 11300$ MW.
- Stante il valore della derivata il carico distaccato a 49.1 Hz avrebbe dovuto essere praticamente il 56% del totale effettivamente alleggeribile (11300 MW) ovvero circa 6300 MW.
- A 49.1 Hz, valore di frequenza raggiunto dopo circa 2 – 2.5 secondi dall'inizio del transitorio, la derivata viene "ammazzata" a circa -0.04 Hz/s, cioè in rete resta ancora un deficit residuo, seppur piccolo. Tenuto conto del deficit di 6600 MW e del distacco di 1970 MW di impianti in pompaggio, si stima che siano stati distaccati circa 4000 MW a 49.1 Hz con consenso di derivate.
- Se tra 50 e 49.1 Hz si è persa, in toto o in parte, la produzione MT diffusa (dalle informazioni in possesso sembra che tale distacco avvenga a 49.5 Hz) si è perso contemporaneamente anche il relativo carico locale in quanto la derivata della

frequenza non presenta ulteriori aumenti (in valore assoluto) rispetto al valore di – 1 Hz/s.

- La restante parte del transitorio è tutto un susseguirsi di distacchi di pompe, intervento della riserva rotante in regolazione primaria di frequenza, distacchi di centrali e distacchi di carico in frequenza pura. Almeno le ultime 10 pompe, per altri 1250 MW si sono distaccate da 3 a 9 secondi dopo la separazione completa, ovvero per frequenze inferiori ai 49 Hz (basse tarature): la frequenza sembra stabilizzarsi intorno ai 48.3-48.4 Hz dopo circa 30 secondi dall'inizio del transitorio. L'ulteriore distacco di centrali non sufficientemente contrastato da un adeguato alleggerimento del carico ha condotto al collasso della frequenza, avvenuto circa 2 minuti e 30 secondi dall'inizio del transitorio.
- Dopo circa 60 s dall'inizio del transitorio di frequenza c'è stata la separazione completa a Nord-Est con l'Europa (il centro elettrico della perdita di passo si era spostato, dopo l'apertura completa con la Francia, a Nord-Est e per circa 1 minuto l'Italia è rimasta interconnessa, ma in funzionamento asincrono, con l'Europa tramite la Slovenia).

E. Carico che si sarebbe dovuto alleggerire e carico alleggerito

- Il carico totale Continentale + Sicilia alle 03.25 era di circa 22600 MW, di cui (v. Tabella successiva)
 - Enel Distribuzione in AT/MT : 12410 MW (11930 in MT + 480 in AT) (55% del totale)
 - Enel Terna in AT : 3890 MW (17% del totale)
 - Totale Enel : 16300 MW (72% del totale)
 - Federelettrica MT : 1800 MW (Acea 800 MW, AEM MI 500 MW, AEM TO 265 MW, Altri circa 235 MW) (8% del totale)
 - Altri carichi (autoproduttori e utenza MT) : 4500 MW (per differenza) (20% del totale)
 - Totale non-Enel : 6300 MW (28% del totale)

	MW h3.25	MW Distaccati	%Distaccato
Distribuzione ENEL MT(11932)+AT(478MW)	12410	6470	52%
Terna clienti AT	3891	1265	33%
Municipalizzate	1807	236	13%
Altri carichi *	4437		
TOTALE	22545	7971	35%

* Altri carichi ricavati per differenza col totale fornito da GRTN (Autoproduttori , e produzioni su MT)

- Per gli "Altri carichi" non meglio precisati si ritiene che siano in parte (circa la metà) i carichi degli autoproduttori , che potrebbero essersi staccati contemporaneamente alla produzione .

- Il carico che si sarebbe dovuto distaccare risulta (intervento dei relé all'85%):
 - l'Enel avrebbe dovuto alleggerire : $0.5 \times 16300 = 8150$ MW , tra utenze AT e MT, di cui 4550 (56%) per frequenza e derivata e 3660 (44%) in frequenza pura
 - i non-Enel avrebbero dovuto alleggerire : $0.5 \times 6300 = 3150$ MW di cui 1760 (56%) in frequenza e derivata e 1390 (44%) in frequenza pura
 - Totale 11300 MW di cui 6300 in frequenza e derivata e 5000 in frequenza pura.
- L'alleggerimento totale effettuato è stato di

Sull'AT/MT di Enel Distribuzione : 6470 MW

Sull' AT di Enel Terna: circa 1270 MW

Federelettrica MT : 230 MW (150 da Acea-Roma, 60 da AEM-Torino, 20 da altri (la maggioranza dei quali è sprovvista di relé alleggeritori)).

Totale : 7970 MW (35% e non 50% del totale : mancano circa 3300 MW), di cui 7740 Enel (contro 8150) + 230 di non-Enel (su 3150).
- L'alleggerimento totale è stato quindi di circa 8000 MW, con percentuale corretta per Enel Distribuzione , insufficiente per gli utenti AT di Terna , e decisamente insufficiente per le Municipalizzate (AEM Milano non ha installato alcun alleggeritore ; Acea distacca 19%; AEM Torino 23% ; le rimanenti Municipalizzate 11%).
- Degli 8000 MW distaccati, si stima che circa metà sia stata distaccata per derivata agli istanti iniziali del transitorio di frequenza, e l'altra metà sia stata staccata in frequenza pura.

F. Variazione del carico residuo in funzione delle variazioni di tensione a seguito dei primi alleggerimenti

Quando la frequenza raggiunge i 49 Hz, cioè dopo l'intervento dei relé in frequenza e derivata che si stima abbiano distaccato circa 4000 MW, le tensioni sulla rete 380/220 kV in prossimità di grossi centri di consumo (Milano, Roma) subiscono le seguenti variazioni rispetto ai valori di regime prima della separazione (per poi mantenersi praticamente costanti durante il resto del transitorio fino al collasso):

S.Rocco (Milano) da 404 a 412 kV $\Rightarrow 8/404 = 0.0198$

S.Lucia (Roma) da 383 a 386 kV $\Rightarrow 3/383 = 0.0078$

L'aumento è quindi, mediamente, dell'1% che comporta un aumento di circa l'1.5% del carico residuo alimentato ($22600 - 4000 = 18600$ MW).

L'aumento del carico residuo è quindi di circa 300 MW.

G. Centrali perse e contributo della riserva rotante

Sulla base di quanto sarà esposto nel capitolo 6, si ipotizza un distacco intempestivo, prima dell'intervento del relé di minima frequenza (47.5 Hz con temporizzazione 4 s), di centrali termoelettriche per 4700 MW e di "ulteriori centrali" per 1000 ÷ 2000 MW. Totale centrali perse 5700 ÷ 6700 MW.

La riserva rotante in regolazione primaria di frequenza dovrebbe essere (raccomandazione UCTE) compresa tra il 2% e il 5% del carico in ogni istante e cioè nel caso specifico nell'intervallo 450 - 1130 MW.

Dalla registrazione delle variazioni della potenza elettrica attiva erogata in rete dai gruppi in regolazione primaria di frequenza si nota un picco di circa 1450 MW al tempo $t = 20$ s e una successiva diminuzione nei 40 s successivi (la registrazione è disponibile soltanto per i primi 60 s del transitorio di frequenza) fino a diventare minore di 1000 MW e con derivata negativa.

Il contributo della riserva rotante, cioè la variazione di potenza meccanica regolante, è certamente minore in quanto la derivata della frequenza è negativa. Nei bilanci che seguono si assumerà il valore cautelativo di 500 MW.

H. Bilanci delle potenze verso la fine del transitorio, cioè dopo tutti gli alleggerimenti

• Si formulano le seguenti ipotesi, in base ai dati finora disponibili :

- Riserva rotante in regolazione primaria di frequenza (v.sopra) = 500 MW
- Carico Continente + Sicilia = 22600 MW
- Deficit iniziale 6350 MW + circa 300 del Ticino = 6650 MW
- Pompe distaccate 880 + 1090 + 1250 = 3220 MW
- Centrali perse = 5700 ÷ 6700 MW
- Aumento del carico per aumento della tensione dopo i primi alleggerimenti = 300 MW
- Carico alleggerito = 7970 MW

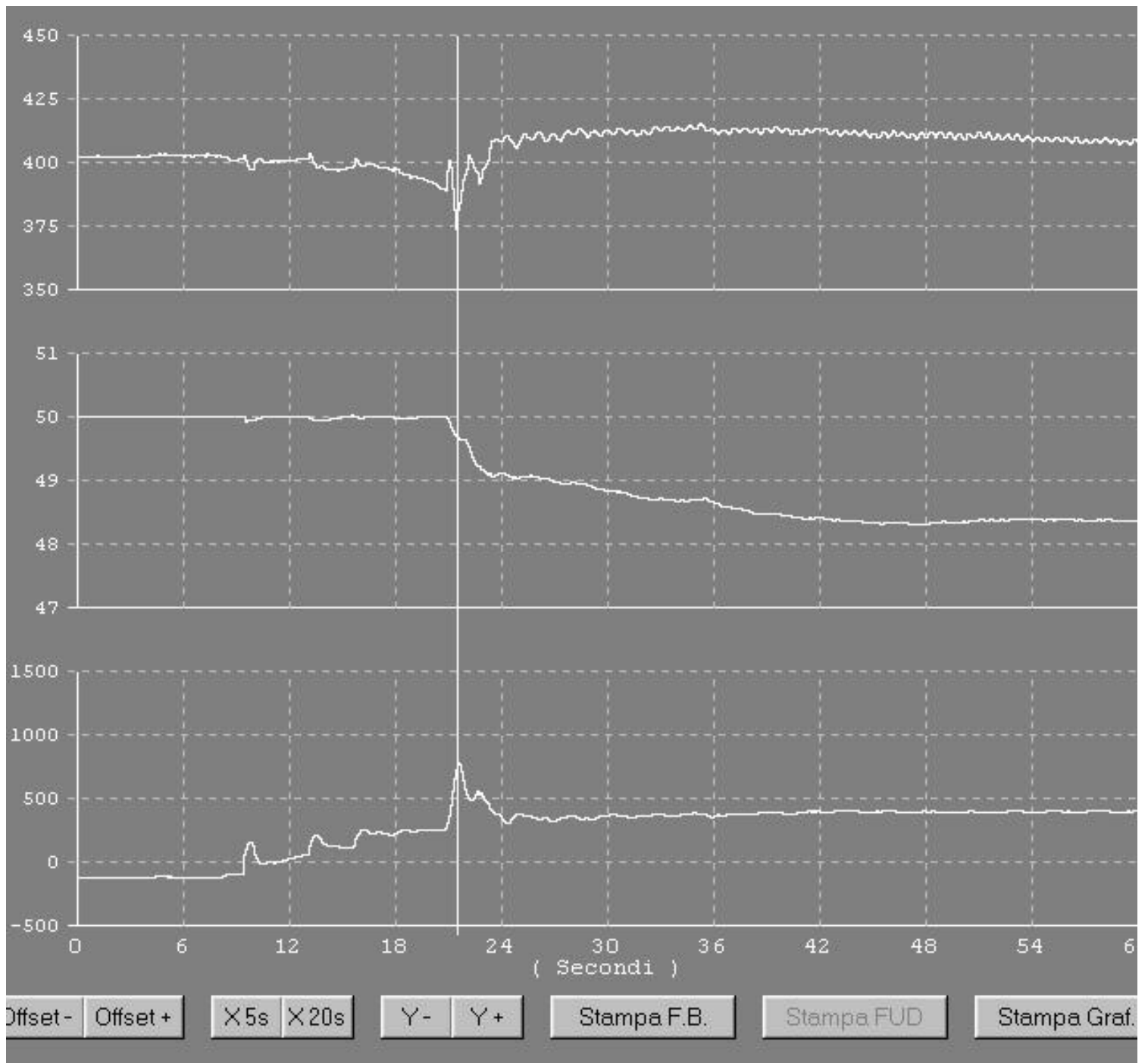
• Ne seguono alcuni possibili bilanci :

- Dai dati del disservizio
 $6650 + (5700 \div 6700) + 300 - 500 - 3220 - 7970 \approx 1000 \div 2000$ MW, cioè derivata di frequenza negativa e ciò spiega il collasso della frequenza
- Intervento dei relé all'85% su tutto il carico nazionale (Sardegna esclusa)
 $6650 + (5700 \div 6700) + 300 - 500 - 3220 - 11300 \approx - (2400 \div 1400)$ MW e non ci sarebbe stato il collasso della frequenza
- Se, oltre ad Enel Distribuzione, anche Terna e le Municipalizzate avessero staccato il 50% del carico, il carico totale distaccato sarebbe risultato $6470 + 1950 + 900 = 9320$ MW, cioè
 $6650 + (5700 \div 6700) + 300 - 500 - 3220 - 9320 \approx -400 \div +600$, cioè se le "ulteriori centrali perse" ammontavano a 1000 MW molto probabilmente non ci sarebbe stato il collasso, se invece ammontavano a 2000 MW ci sarebbe stato comunque il collasso.

- Emerge anche da ciò l'esigenza di ulteriori indagini, soprattutto per gli autoproduttori, per conoscere l'esatta entità di potenza perduta dalle "ulteriori centrali".

I. Commenti

- In base ai dati forniti, l'Enel Distribuzione ha alleggerito in modo corretto sulla rete MT.
- Se tutto il carico nazionale e non soltanto quello Enel Distribuzione avesse partecipato in modo corretto all'alleggerimento automatico del carico non ci sarebbe stato il collasso della frequenza e il conseguente blackout.
- Un distacco di tale entità è probabilmente irrealizzabile, in toto, nelle ore notturne in cui l'utenza residenziale ha consumi scarsi e molti autoproduttori hanno configurazioni di reti interne per cui non è possibile staccare il carico, senza staccare anche la centrale che lo alimenta localmente. Tuttavia un maggior asservimento agli alleggeritori degli utenti AT e dei carichi delle municipalizzate avrebbe probabilmente evitato il collasso, dato il deficit piccolo che sembra essere rimasto verso la fine del transitorio.
- Sarebbe quindi opportuno che tutte le utenze AT fossero provviste di relè di alleggerimento automatico in frequenza e derivata e venissero distaccate prima del distacco dell'utenza MT diffusa, cioè fossero asservite ai primi gradini di intervento a 49.1 Hz con consenso di derivata.
- Il deficit che ha provocato il collasso è poi dovuto anche al fatto che si sono perse intempestivamente, nel transitorio tra 50 e 47.6 Hz, ben 21 tra gruppi e centrali su 50 connessi alla rete AT più tutta la generazione MT diffusa (anche se talora assieme al proprio carico locale come avviene per alcune centrali di autoproduttori in AT), più gran parte delle centrali idrauliche.
- E' un fatto "normale" perdere centrali termiche durante i transitori in sottofrequenza e prima del distacco delle stesse per intervento dei relé di minima frequenza: le cause sono varie (meccaniche, termodinamiche, elettriche). Ciò è sempre capitato nei disservizi del passato sia in Italia che in tutto il mondo e di ciò si tiene conto nel progetto dei piani di alleggerimento automatico del carico in sottofrequenza come è stato fatto negli anni 1989-1990 per quanto riguarda il sistema italiano. Quello che stupisce, rispetto ai disservizi successi in passato (ad es. quello del 10.05.89), è la grande quantità di centrali perse. Nel capitolo 6 viene esaminato questo problema



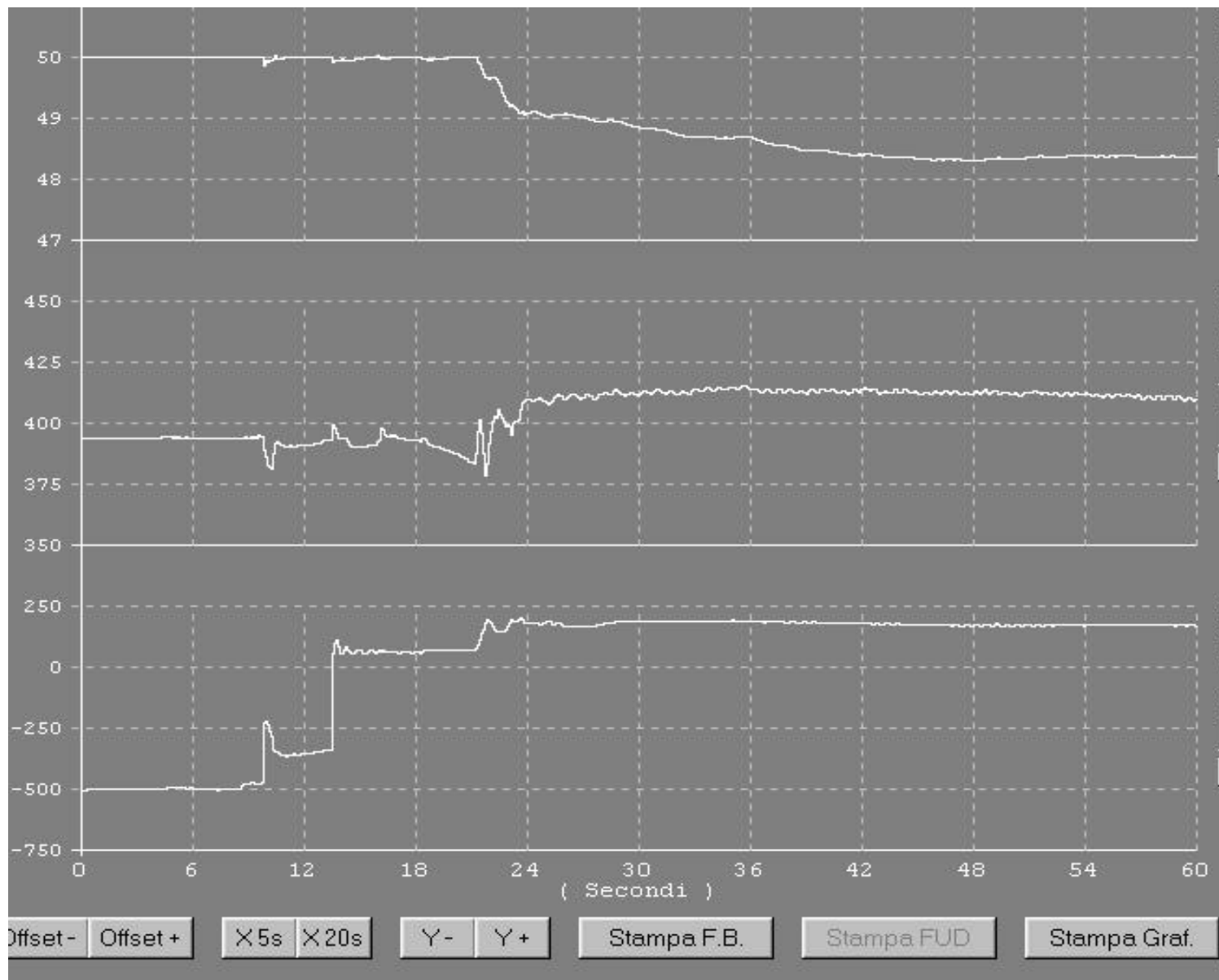


Fig. 5.1-1 Regrazioni RIPES a S.Rocco e Musignano.

Impatto macroeconomico del black out

Con riferimento alle implicazioni economiche del black-out italiano del 28 settembre 2003, si ritiene di formulare le seguenti osservazioni preliminari che hanno funzione di indirizzo per futuri approfondimenti.

1. Sicurezza della fornitura, transizione organizzativa del settore e mercato unico europeo

L'interruzione estesa della fornitura elettrica può avvenire per insufficienza di capacità produttiva (rispetto alla domanda), per inadeguatezza del sistema di trasporto e distribuzione e anche per carenze di carattere gestionale complessivo e comportamentale (come pure per mancanza o inidoneità delle procedure e dei sistemi di protezione). E' noto che il *black-out* del 28 settembre 2003 non è da ascrivere a problemi di capacità, ai quali invece vanno probabilmente attribuite le interruzioni programmate del 26 giugno dello stesso anno.

Tuttavia non è da escludere l'esistenza di una motivazione di fondo alla base di questi eventi (come pure di quelli recentemente verificatisi a livello internazionale), motivazione che alcuni individuano nei cambiamenti indotti dalla transizione organizzativa delle industrie (dai sistemi integrati verticalmente e orizzontalmente, regolati o direttamente pubblici, ai sistemi liberalizzati basati sul funzionamento dei meccanismi di mercato, in cui il coordinamento delle decisioni dovrebbe avvenire per il tramite dei prezzi). Questa transizione è in grado di modificare sostanzialmente il sistema di incentivi degli agenti economici, con possibili ripercussioni sia sulla gestione del parco di produzione e della rete esistenti sia sulle decisioni di investimento e quindi (nel medio-lungo termine) anche sulla sicurezza complessiva del sistema. Inoltre i suoi effetti possono, in determinate circostanze, amplificarsi quando essa avviene, come nella fattispecie, contestualmente ad un processo di integrazione dei mercati.

Mercato unico e sicurezza della fornitura sono infatti due aspetti tutt'altro che indipendenti. Da un lato, la sempre maggiore apertura dei mercati nazionali, con lo sviluppo delle interconnessioni (la cui necessità è stata riaffermata anche nel vertice di Barcellona del 2002¹) e l'intensificarsi degli scambi, dovrebbe consentire di ottimizzare il grado di affidabilità (e quindi

¹ Al vertice di Barcellona è stato raggiunto un accordo di principio sulla necessità che ogni paese abbia una capacità di interconnessione pari ad almeno il 10% del proprio fabbisogno)

avere una ripercussione sicuramente positiva a regime). Dall'altro, per le stesse ragioni, nasce l'esigenza di una crescente attività di coordinamento fra i soggetti che in ogni paese membro sono preposti a garantire il funzionamento del sistema in sicurezza.

L'esigenza di un maggiore coordinamento esplicito diviene poi particolarmente importante in specifiche situazioni. In alcuni paesi (fra cui, in particolare, l'Italia) i costi di generazione dell'elettricità sono (in media) strutturalmente più elevati che nel resto d'Europa e la conformazione geografica è tale da concentrare fortemente la distribuzione territoriale delle interconnessioni in zone orograficamente impervie (con la necessità di linee di trasporto di elevata capacità). In questi paesi si pone quindi anche la questione della sostenibilità di una crescente de-specializzazione produttiva (una sempre maggiore dipendenza dalle importazioni) che potrebbe esporli (nel breve-medio termine) ad un elevato rischio legato alla labilità del sistema di interconnessione stesso.

Inoltre, sempre sul versante delle importazioni, si avverte anche l'importanza di introdurre su base regionale meccanismi di formazione dei prezzi di trasporto che tengano conto delle congestioni così da trasferire ai consumatori (importatori) il reale segnale complessivo di costo (marginale di lungo periodo) della fornitura, contribuendo in tal modo a modificare (attraverso le corrispondenti convenienze relative) l'allocazione della domanda interna fra importazioni e produzione nazionale.

Date queste considerazioni, l'analisi della relazione fra transizione organizzativa, creazione del mercato unico e grado di sicurezza del sistema costituisce, a nostro avviso, un primo (generale) aspetto da approfondire.

2. Costo dell'interruzione del servizio e livello ottimale di riserva

La letteratura economica sul tema della sicurezza della fornitura elettrica è sufficientemente ampia. Al suo interno, numerosi sono i contributi sulle metodologie di valutazione del livello ottimale di riserva. Tali metodologie sono raggruppabili in due categorie: le valutazioni ex-ante e le valutazioni ex-post.

Le valutazioni ex-ante sono di tipo "ingegneristico" o basate su di un'analisi costi-benefici.

Le prime fissano un livello obiettivo di affidabilità (ad esempio, un livello massimo di probabilità di interruzione) e, attraverso l'uso del calcolo combinatorio, stimano la capacità di riserva necessaria a raggiungere tale obiettivo. Il principale limite di questi metodi è che non fanno alcun riferimento alle condizioni di ottimizzazione economica.

L'analisi costi-benefici tenta invece di rimuovere tale limite. Essa si basa sulla stima della funzione del costo della riserva e di quella del danno (monetario) dell'interruzione del servizio per i consumatori. Il livello ottimale di riserva si ha in corrispondenza del valore in cui il costo totale (somma dei due) risulta minimo (massimizzazione dei benefici sociali netti). Il limite di questa metodologia risiede prevalentemente nella difficoltà di calcolare la curva del danno da interruzione. Ciò può essere fatto in diversi modi. Il più seguito (soprattutto in passato) consiste nel valutare direttamente il costo dell'interruzione come il danno da perdita di produzione, da riavviamento degli impianti, da disagio per le persone, da incremento del rischio per la salute umana, ecc.. Alcuni di questi danni vengono quantificati monetariamente utilizzando i prezzi di mercato (ad esempio, per il valore della produzione persa). Per gli altri si ricorre alla cosiddetta *contingent valuation* in cui, attraverso indagini sul campo, si cerca di stimare la disponibilità a pagare per evitare l'interruzione del servizio o la disponibilità ad accettare una interruzione del servizio da parte dei consumatori. Queste indagini sono però estremamente complesse e non sempre affidabili: coinvolgono un numero di soggetti estremamente elevato, richiedendo perciò la suddivisione in ampie categorie di consumatori, con procedure a volte arbitrarie; fanno generalmente riferimento alle preferenze dichiarate anziché alle preferenze rivelate.

Su di esse si basano i valori di VOLL (Value of Loss Load) utilizzati in Inghilterra e nello Stato di Victoria in Australia. In Inghilterra il VOLL (introdotto per definire il *capacity payment*, oggi non più in vigore) era di 3000 Euro/MWh. In Australia, poco meno.

Altre metodologie ricorrono all'analisi input-output o, per determinate categorie di consumo, fanno riferimento alle condizioni contrattuali della specifica fornitura (si pensi, ad esempio, alla categoria dei cosiddetti clienti interrompibili).

Esiste però un altro metodo, sempre basato sui concetti di disponibilità a pagare e ad accettare, che non verte sulla *contingent valuation* ma utilizza una stima delle preferenze aggregate (e rivelate) dei consumatori. Tale metodo ricorre alle curve di domanda dell'elettricità e al concetto di surplus del consumatore. Il ragionamento sottostante è il seguente: il surplus del consumatore può essere interpretato come la disponibilità a pagare per mantenere il suo consumo o viceversa come la disponibilità ad accettare un compenso per la riduzione dello stesso. Di conseguenza la riduzione di surplus dovuta all'interruzione del servizio può interpretarsi come la disponibilità a pagare per evitarla e quindi come il valore che il consumatore attribuisce all'ammontare di riserva corrispondente. Su una metodologia simile sembra basarsi il valore di VOLL (800 Euro/MWh) stimato da Patrick e Wolak (1997).

Un altro metodo alquanto grossolano (anche perché fondato sulla determinazione di un valor medio) sfrutta la stretta correlazione fra reddito e consumo elettrico (si ricordi che l'andamento

dei consumi elettrici viene anche usato per avere informazioni rapide sull'andamento dell'economia). Il danno per unità di carico perso viene calcolato come il rapporto fra il PIL ed il consumo elettrico in un determinato periodo (generalmente in un anno). Solo per dare una stima grossolana e puramente indicativa, questo procedimento porterebbe ad un valore in Italia intorno a 4000 Euro/MWh (che significa, nel caso del black-out del 28 settembre, un danno di 640 MEuro, ipotizzando una mancata fornitura di 160 GWh²).

In ultimo, le metodologie (se così si possono definire) ex-post. Esse vertono su di una definizione implicita del livello ottimale di riserva che nasce cioè dal semplice confronto, in un mercato opportunamente organizzato, della domanda e dell'offerta di capacità. A questo tipo di meccanismi fanno già riferimento alcuni mercati liberalizzati. Sulla effettiva efficacia del loro funzionamento, considerata anche la recente introduzione, non è ancora lecito esprimersi. Va però sottolineata la loro coerenza con il sistema di incentivi implicito in una logica complessiva di mercato.

In conclusione, si ritiene opportuno proporre un approfondimento anche su questo versante, analizzando in particolare le metodologie di valutazione della riserva basate sulle curve di domanda e riflettendo sull'efficacia dei mercati della capacità.

3. Sicurezza, fallimenti di mercato e inefficienza

Un altro aspetto importante da prendere in considerazione in un simile contesto riguarda come i consumatori reagiscono ad una crescente incertezza derivante dalla probabilità di interruzione del servizio ma anche da una eccessiva volatilità dei prezzi (dovuta ad effetti di scarsità). L'acuirsi della fragilità del sistema (per problemi di capacità e/o di interconnessione, trasmissione e trasporto dell'energia elettrica, ecc.) può rendere conveniente, per quei consumatori per cui è più alto il valore dell'elettricità, il ricorso a sistemi indipendenti (il riferimento è principalmente agli impianti di piccola taglia collocati presso l'utenza) e/o il ricorso a particolari sistemi di protezione da interruzione del servizio.

Questa soluzione però può rivelarsi subottimale sul piano dell'efficienza economica complessiva. Trattasi nella fattispecie di un tipico caso in cui si è in presenza di un fallimento di mercato (in senso teorico). L'affidabilità del sistema elettrico ha infatti le caratteristiche di un bene pubblico (non rivalità e non escludibilità dell'uso). Nessun soggetto è incentivato ad investire per garantire la sicurezza complessiva e tutti sono portati ad un comportamento da

² Per valutazioni più affidabili basate su questo metodo, o sul metodo delle curve di domanda, è necessario avere informazioni precise sul dato complessivo di mancato consumo e sulla sua ripartizione fra le diverse categorie di utenza.

free-rider, cosicché l'equilibrio (alla Nash) che ne scaturisce è sub-ottimale sul piano dell'efficienza paretiana: insufficiente capacità di riserva e insufficienti investimenti nelle reti di trasporto e distribuzione.

Allo stesso tempo, in presenza di un grado di affidabilità sub-ottimale, i singoli consumatori potrebbero provvedere autonomamente (in funzione ovviamente del valore che essi attribuiscono al consumo elettrico) alla propria riserva (con piccoli impianti di *back-up power*). Ciò però può portare ancora una volta ad una situazione sub-ottimale. Gli investimenti conseguenti alla proliferazione di piccoli impianti indipendenti sarebbero infatti di gran lunga superiori a quelli necessari per garantire una riserva (centralizzata) idonea a mantenere il sistema in sicurezza nel suo complesso (pieno sfruttamento delle economie di coordinamento da aggregazione della domanda).

In altre parole, l'obiettivo di garantire un livello adeguato (socialmente ottimale) di affidabilità giustifica l'intervento pubblico. La semplice interazione delle decisioni private conduce ad equilibri socialmente sub-ottimali.

Un ragionamento simile può essere fatto per l'eccesso di volatilità determinato da scarsità di capacità. In questo caso il ricorso alla generazione distribuita nasce soprattutto dalla convenienza di effettuare il cosiddetto *peak shaving*, vale a dire la possibilità di utilizzare i piccoli impianti nei momenti di massima domanda quando il prezzo spot dell'elettricità è estremamente elevato, per via della internalizzazione degli effetti di scarsità.

L'insieme di queste considerazioni aiuta a spiegare perché in passato gli interventi per garantire un grado adeguato di affidabilità erano definiti e gestiti direttamente dallo Stato o affidati all'azione della regolamentazione e perché oggi, in un contesto di liberalizzazione, si debba fare un sforzo per introdurre regole e meccanismi idonei a garantire uno sviluppo adeguato della capacità produttiva (in senso ampio: capacità di generazione, sviluppo delle reti e dei sistemi di gestione).

Su queste regole e su questi meccanismi (tra cui, in primo luogo, l'introduzione di un *capacity payment* o comunque di altre misure di regolamentazione in grado di garantire una adeguata remunerazione degli interventi in favore della sicurezza), si ritengono opportuni ulteriori approfondimenti.

ELENCO PRINCIPALI DOCUMENTI ACQUISITI

Tutti i documenti acquisiti per via elettronica, sono stati inclusi nel disco magnetico allegato alla relazione.

Esso comprende 20 cartelle di documentazione, registrazioni, ecc. I principali documenti riguardano

- Comunicati ufficiali GRTN su Black-out, relazione iniziale Edf, ecc
- Piani di difesa (GRTN guida tecnica) e di Riaccensione (documenti GRTN)
- Procedure rapporti tra Gestori Italia, Francia, Svizzera
- Organizzazione GRTN
- programma settimanale GRTN (cartaceo)
- produzione termici e Idrici alle ore 3
- load flow Italia ore 3.15 (ricostruzione GRTN)
- load flow (creso) predittivo con n-1 ore 3
- transiti sulle linee di interconnessione (registrazioni GRTN) tra 3e 3.28
- registrazione cronologica eventi presso GRTN durante evento
- registrazione frequenza durante il transitorio(GRTN e Ripes)
- Registrazioni RIPES : SROCCO , MUSIGNANO,S.Lucia,Redipuglia
- Oscillo a Rondissone ,Valpeline,e vari
- Cartografia varia di schemi di rete
- Elenco interventi alleggeritori di carico Enel Distribuzione
- dati TMES Enel Distribuzione delle potenze erogate su rete MT (cartaceo)
- documento Terna AC/14-1 su comportamento SCTI, telecomunicazioni, operatività(cartaceo) durante riaccensione
- documenti Enel Produzione su comportamento Centrali Termiche (all5)
- documento Federelettrica su carichi distaccati e centrali
- documenti su comportamento centrali grandi Autoproduttori(all5)
- Relazione RTE (Francia) su interventi ad Albertville
- Relazione UCTE del

Inoltre ,tramite indagini locali (Torino, Firenze, Roma, Mestre) o via E-mail (per altre zone geografiche)si sono acquisiti gli schemi di rete ,oscillogrammi di intervento protezioni , dei Ripes , ecc necessari per la verifica del comportamento delle protezioni sulle linee di confine e per la sincronizzazione dei tempi di apertura

Scarsissima la documentazione avuta dall'estero (eccetto relazione RTE per Albertville), nonostante le tempestive e ripetute richieste. Si prevede che del materiale possa pervenire dalla Svizzera tramite i canali ufficiali (ambasciata)