



Black out ed evoluzione del sistema energetico

intervento del

**Prof. Carlo Andrea BOLLINO
Presidente**

Adam Smith Society Regulatory Lectures – Milano, 9 dicembre 2003

Parte Prima

Stato del sistema elettrico italiano

A) Aumento dei consumi

Anno	Miliardi di kWh	Var. %
1999	285,8	+ 2,3%
2000	298,5	+ 4,4%
2001	304,8	+ 2,1 %
2002	310,4	+ 1,8 %
2003	320,2 (*)	+ 3,2 %

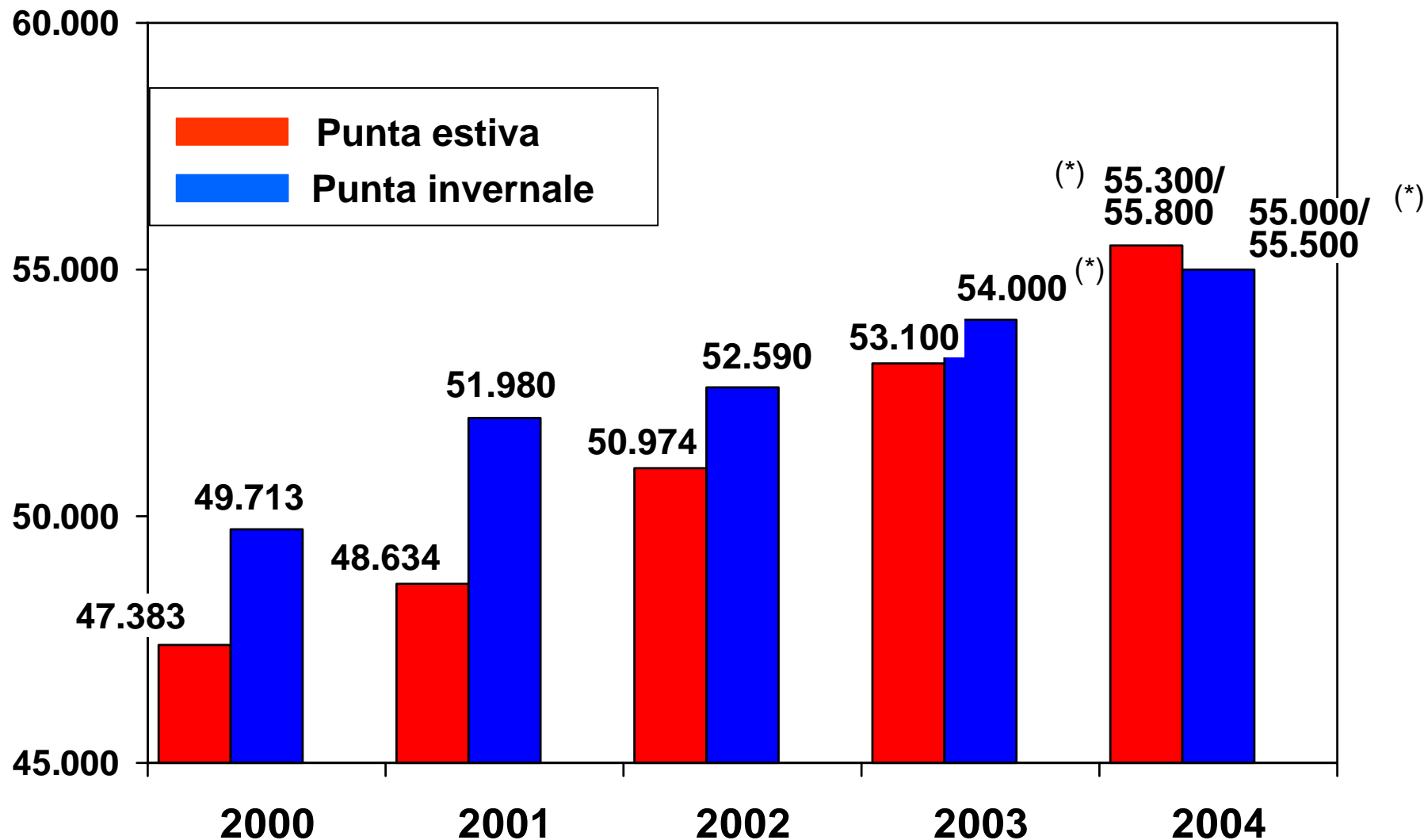
(*) *Stima*

Crescita media annua = + 3 %

C) Dal 1999 l'incremento della capacità disponibile entrata in esercizio nell'anno è inferiore all'aumento della domanda alla punta.

Anno	Nuova potenza entrata in esercizio (MW)	Aumento della domanda alla punta (MW)
1999	1.338	+ 1.352
2000	1.653	+ 1.842
2001	706	+ 2.267
2002	740	+ 2.340

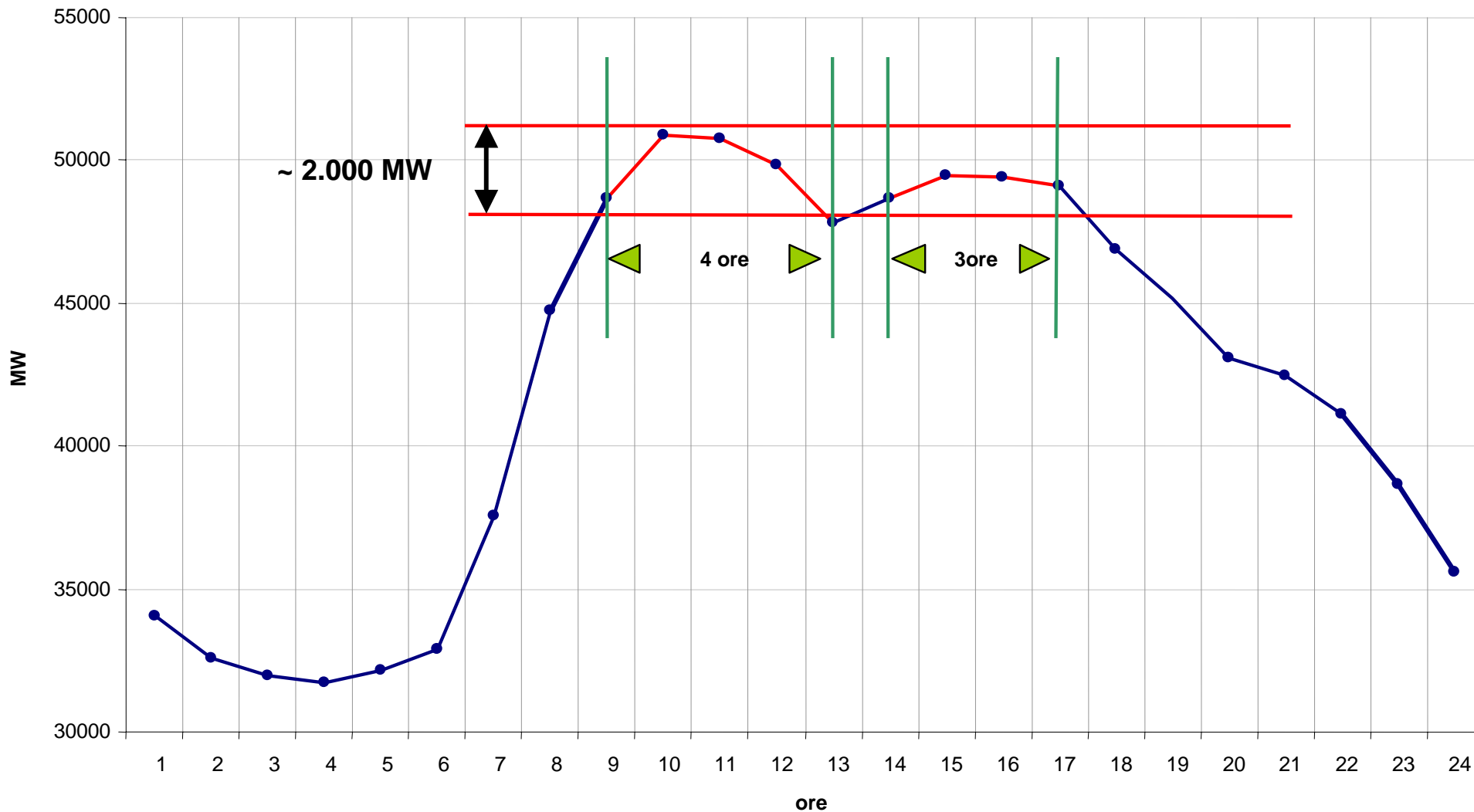
Confronto inverno / estate



(*) Stime

Ore di punta

Fabbisogno tipo estivo



Anno 2002

Potenza
installata
MW

Potenza
media disponibile
MW

• Idroelettrici	20.439	13.450
• Termoelettrici	55.100	34.750
• Geotermoelettrici	665	550
• Eolici e fotovoltaici	746	200

Totale Italia

76.950

48.950

Import

6.300

TOTALE

55.250

Le cause del divario

➤ **Indisponibilità di circa 7.000 MW da fonte idroelettrica per :**

- variabilità delle piogge e quindi bacini mai pieni allo stesso istante
- acqua fluente mai alla massima portata teorica
- disponibilità per poche ore giornaliere del quantitativo effettivo di acqua utilizzabile.

➤ **Indisponibilità di oltre 20.000 MW da fonte termoelettrica per :**

FATTORI

STRUTTURALI

- arresti di lunga durata;
- interventi di ripotenziamento e ambientalizzazione;
- limitazioni degli impianti di cogenerazione;
- limitazioni rendimento CCGT (in estate);
- limitazioni per congestioni di rete;
- limitazioni previste nelle autorizzazioni agli impianti;
- manutenzioni programmate;

FATTORI

CONGIUNTURALI

- carenze occasionali di combustibile;
- guasti ed avarie accidentali;

DECISIONI

NORMATIVE

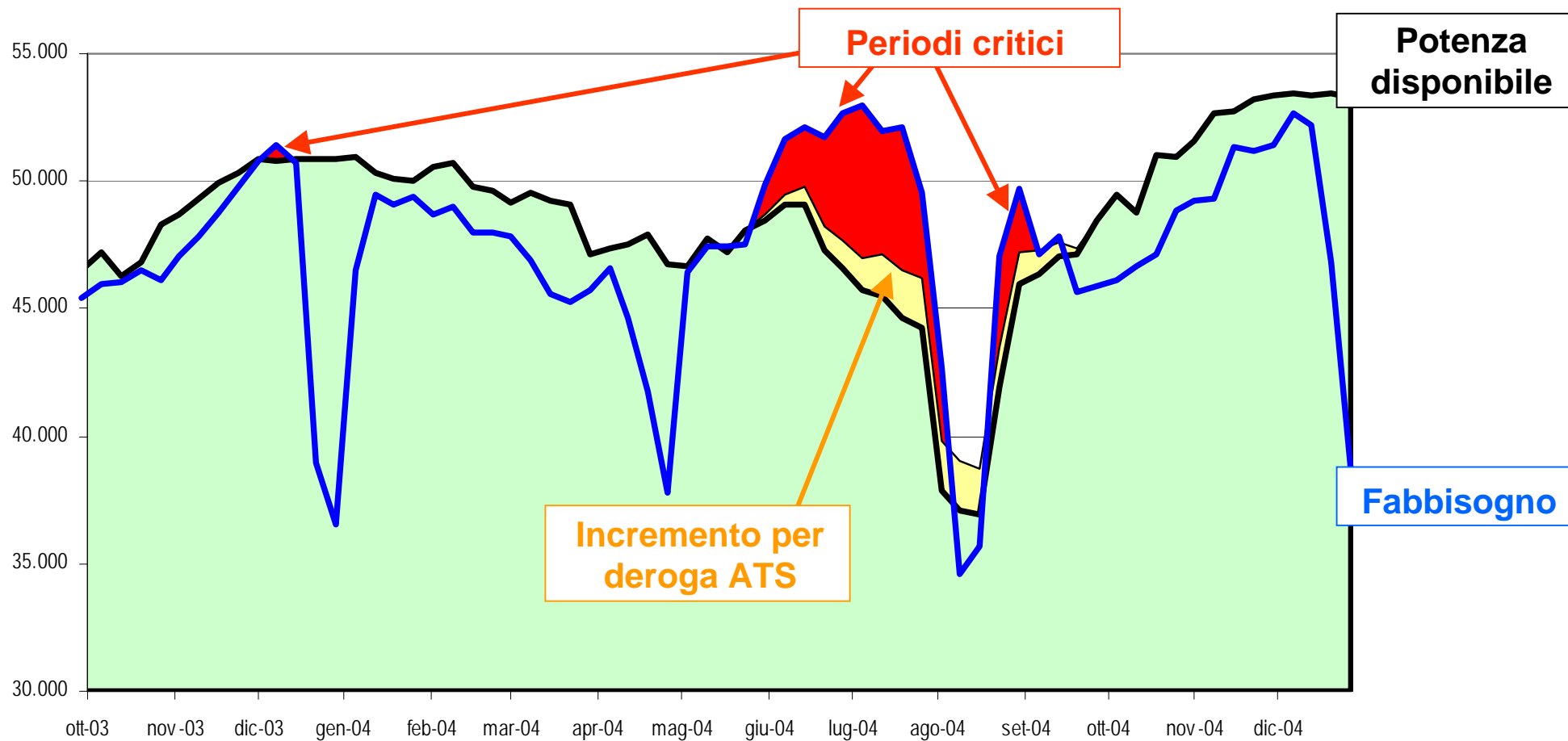
- limitazioni per le alte temperature agli scarichi delle acque di raffreddamento e per le emissioni.

Anno	Miliardi di kWh	Tasso di incremento medio annuo
2003	320,2 (*)	+ 3,2 %
2004	333,0	+ 3,4 %
2005	342,0	+ 2,7 %
2006	351,6	+ 2,8 %

(*) Stima

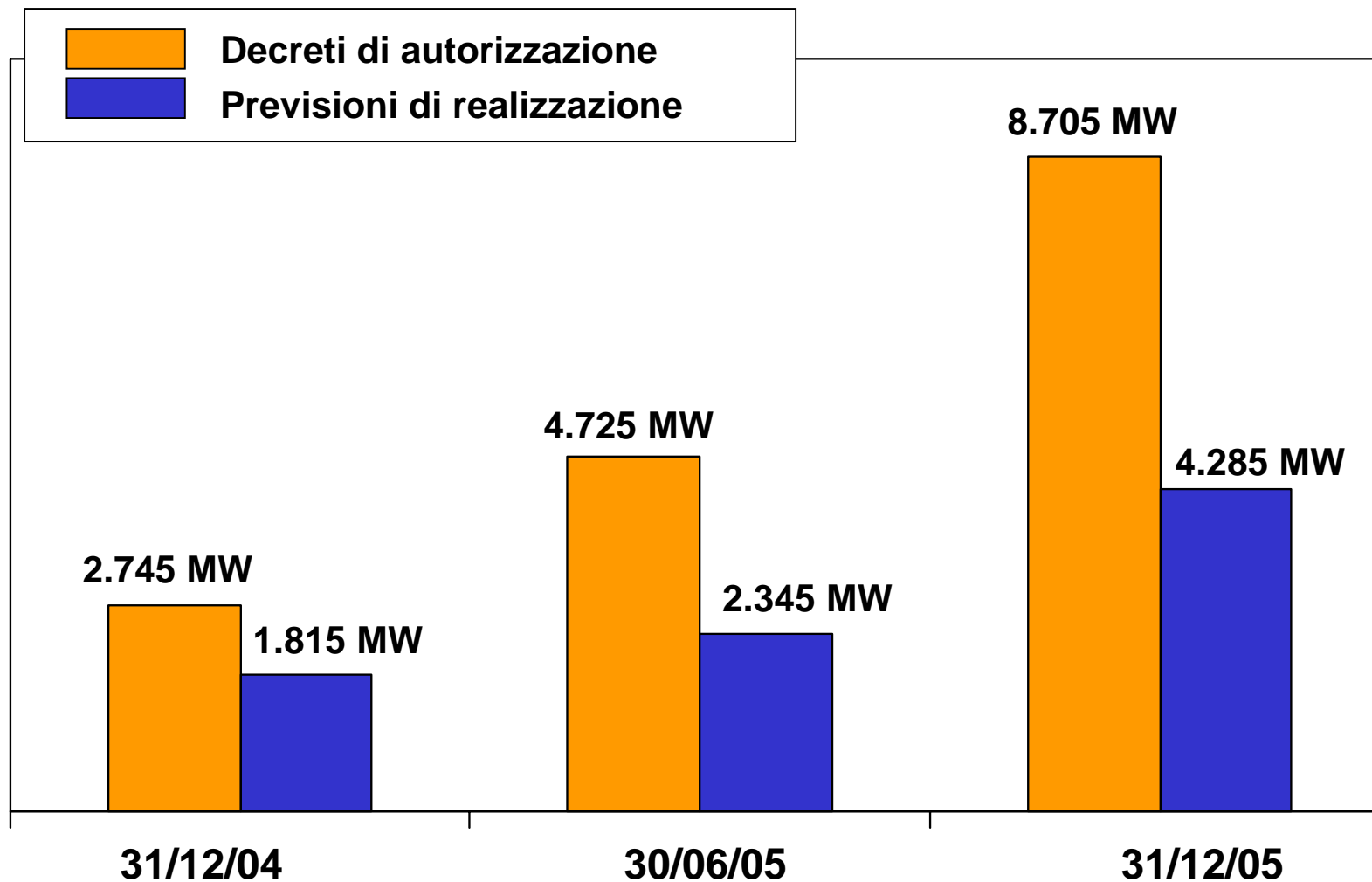
Stato del sistema elettrico italiano

Copertura fabbisogno del 2003-2004 - Solo continente



Stato del sistema elettrico italiano

Decreti di autorizzazione di centrali e previsioni di realizzazioni



Livello di interconnessione previsto entro il 2005 dalle conclusioni del Consiglio Europeo di Barcellona: 10% della capacità di generazione

Capacità di generazione installata in Italia : 76.950 MW

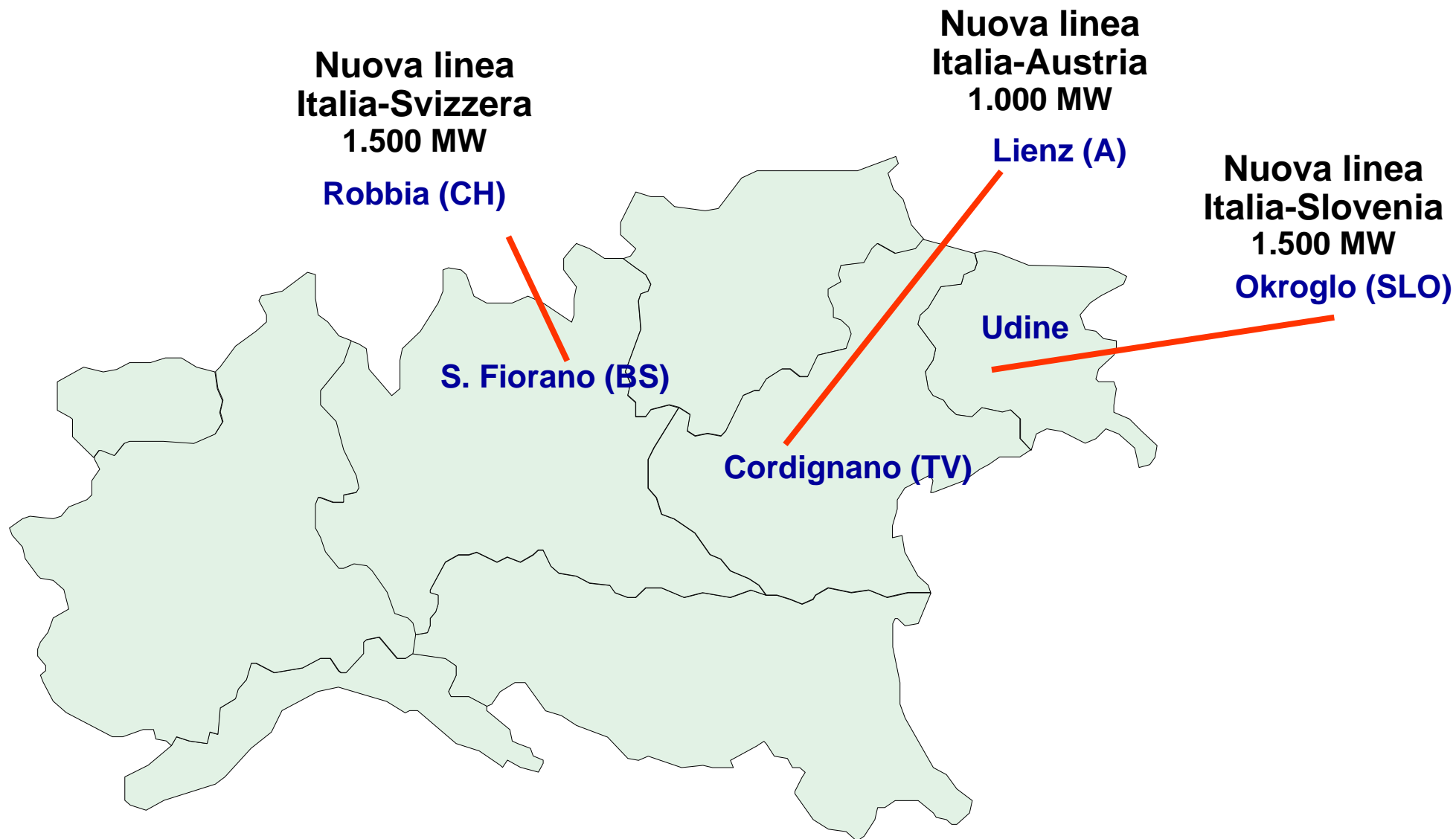
Il 10% della suddetta capacità è pari a circa 7.700 MW

Livello attuale di interconnessione: 6.600 MW

Restano da realizzare : 1.100 MW

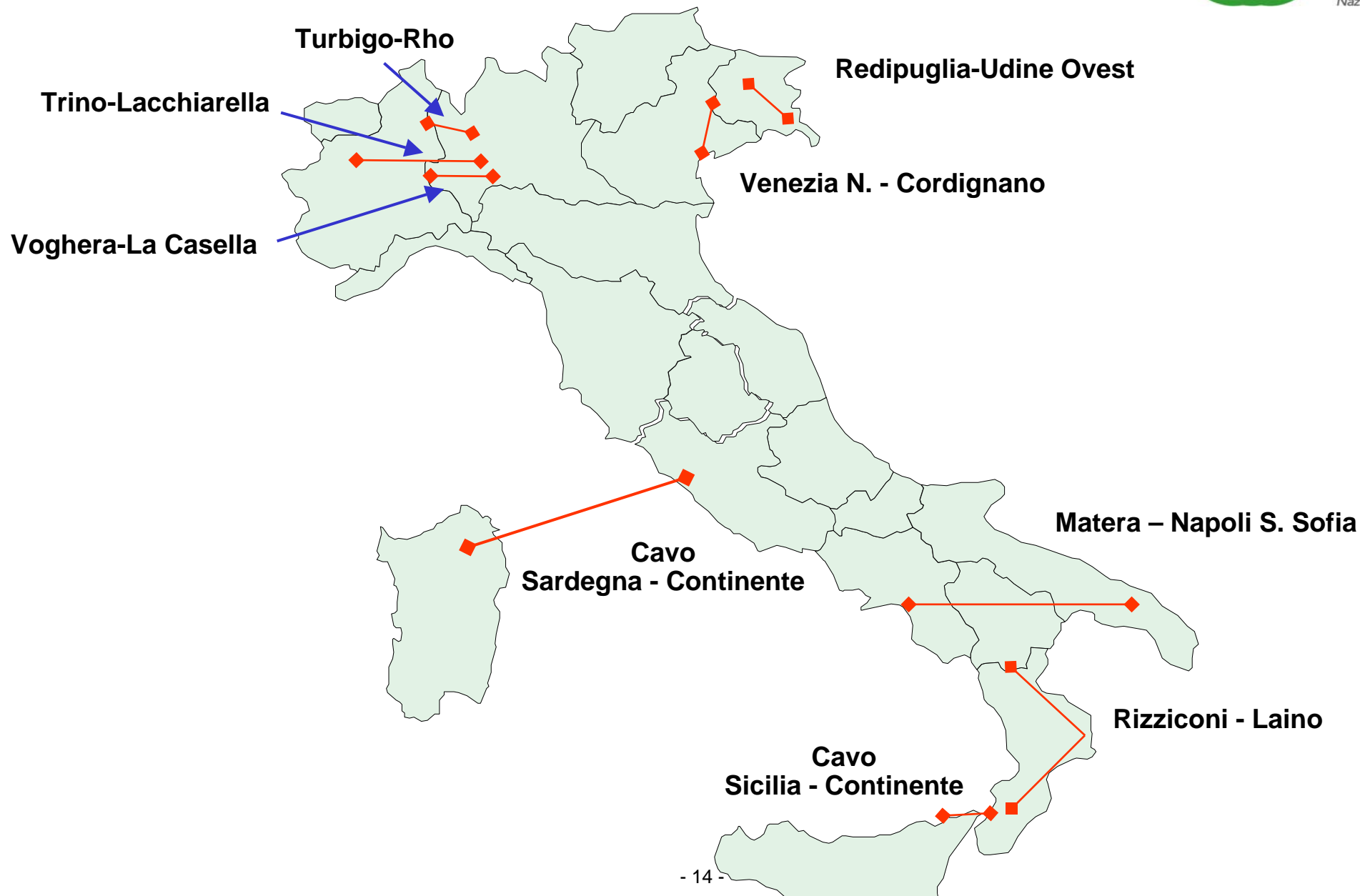
Stato del sistema elettrico italiano

Nuove linee di interconnessione con l'estero



Stato del sistema elettrico italiano

Nuove linee sul territorio



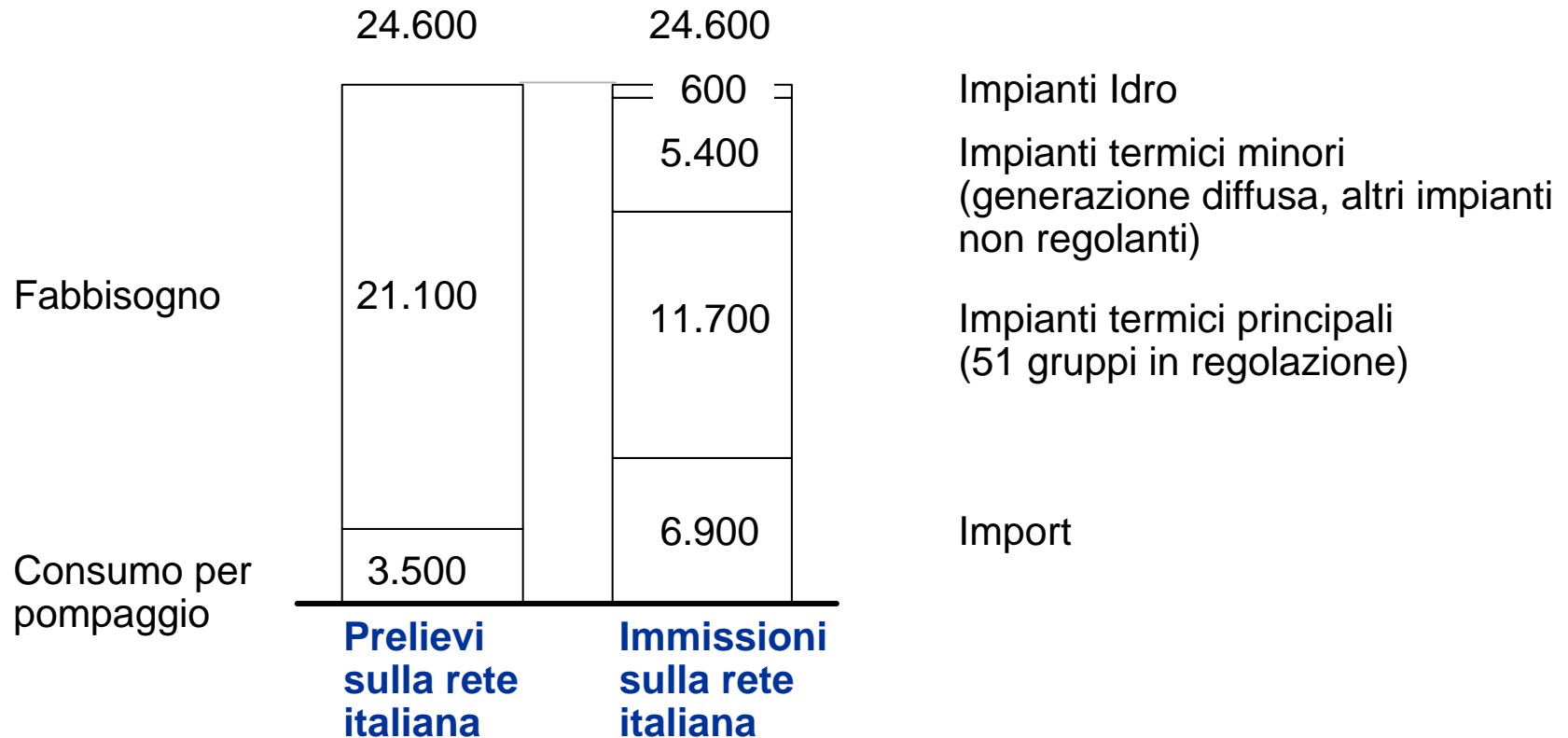
Parte Seconda

Gli eventi del 28 settembre 2003

Bilancio tra prelievi ed immissioni sulla RTN alle ore 3:00



Perimetro rilevante
MW



Riserva disponibile nel sistema italiano alle ore 3:00

MW, per cento su fabbisogno netto



PRELIMINARE

Riserva pronta disponibile

Peso su fabbisogno

Tempi di reazione

Primaria Termo

300

1%

1-5 secondi

Interrompibili in tempo reale

1.000

5%

1 minuto

Fermata pompe

3.500

17%

5 minuti in manuale

Rotante Idro

2.500

12%

5 minuti

Interrompibili in 15'

300

1%

15 minuti

Rotante termo ulteriore

3.300

16%

20 minuti

Avvio pompaggio

3.000

14%

20 minuti

Totale

13.900

66%

TEMPO NECESSARIO PER COMPLETA INDIPENDENZA DALL'ESTERO

Non include riserva di regolazione disponibile su linee di interconnessione

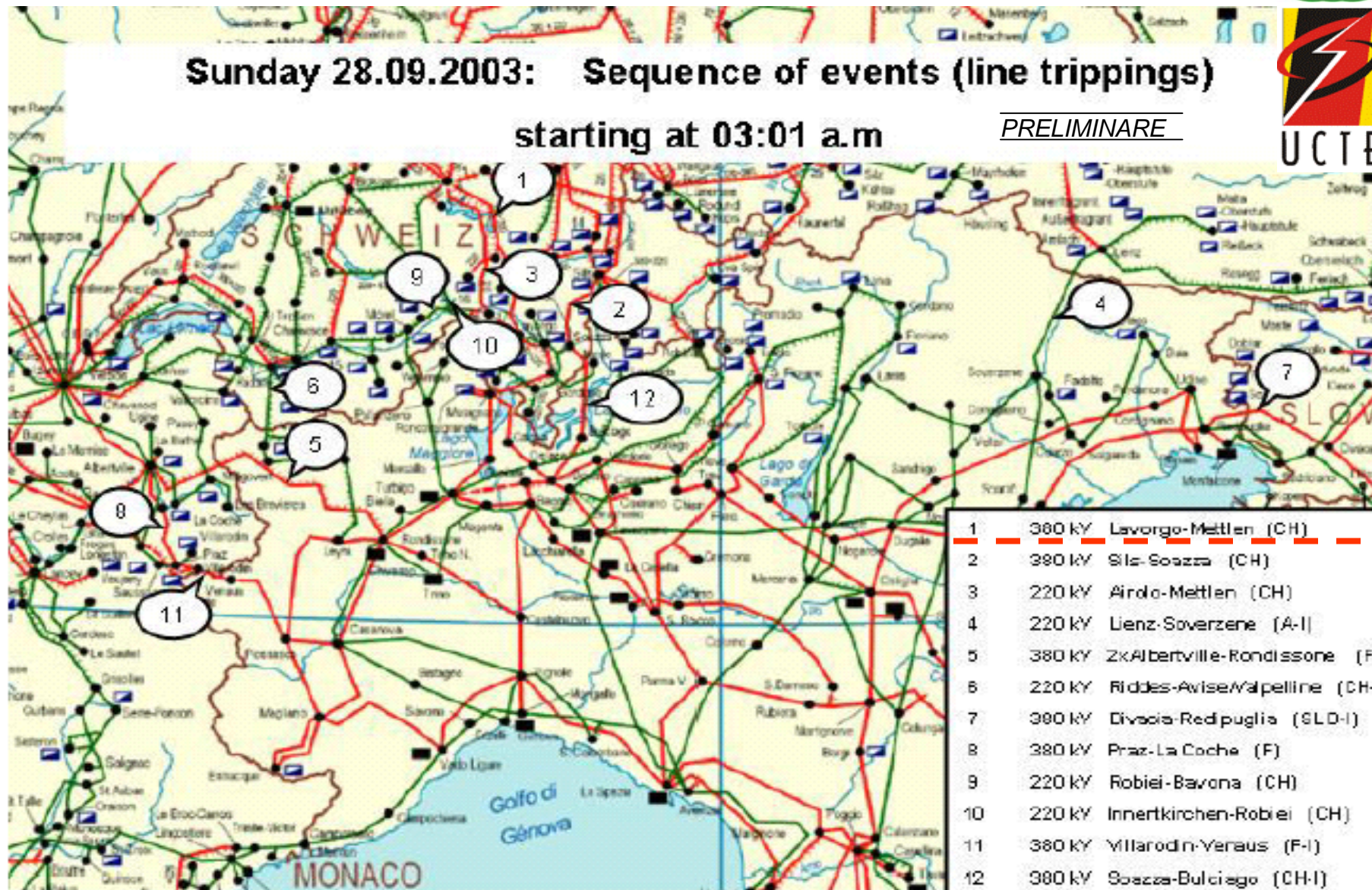
Successione degli eventi del 28 settembre

Ricostruzione UCTE

Sunday 28.09.2003: Sequence of events (line trippings)

starting at 03:01 a.m

PRELIMINARE



1	380 kV	Lavorgo-Mettlen (CH)
2	380 kV	Sils-Soazza (CH)
3	220 kV	Airdo-Mettlen (CH)
4	220 kV	Lienz-Soverzene (A-I)
5	380 kV	Zk Albertville-Rondissone (F-I)
6	220 kV	Riddes-Avise/Valpelline (CH-I)
7	380 kV	Divocia-Redpuglia (SLD-I)
8	380 kV	Praz-La Coche (F)
9	220 kV	Robiei-Bavona (CH)
10	220 kV	Innertkirchen-Robiei (CH)
11	380 kV	Villarodin-Veraus (F-I)
12	380 kV	Soazza-Bulciago (CH-I)

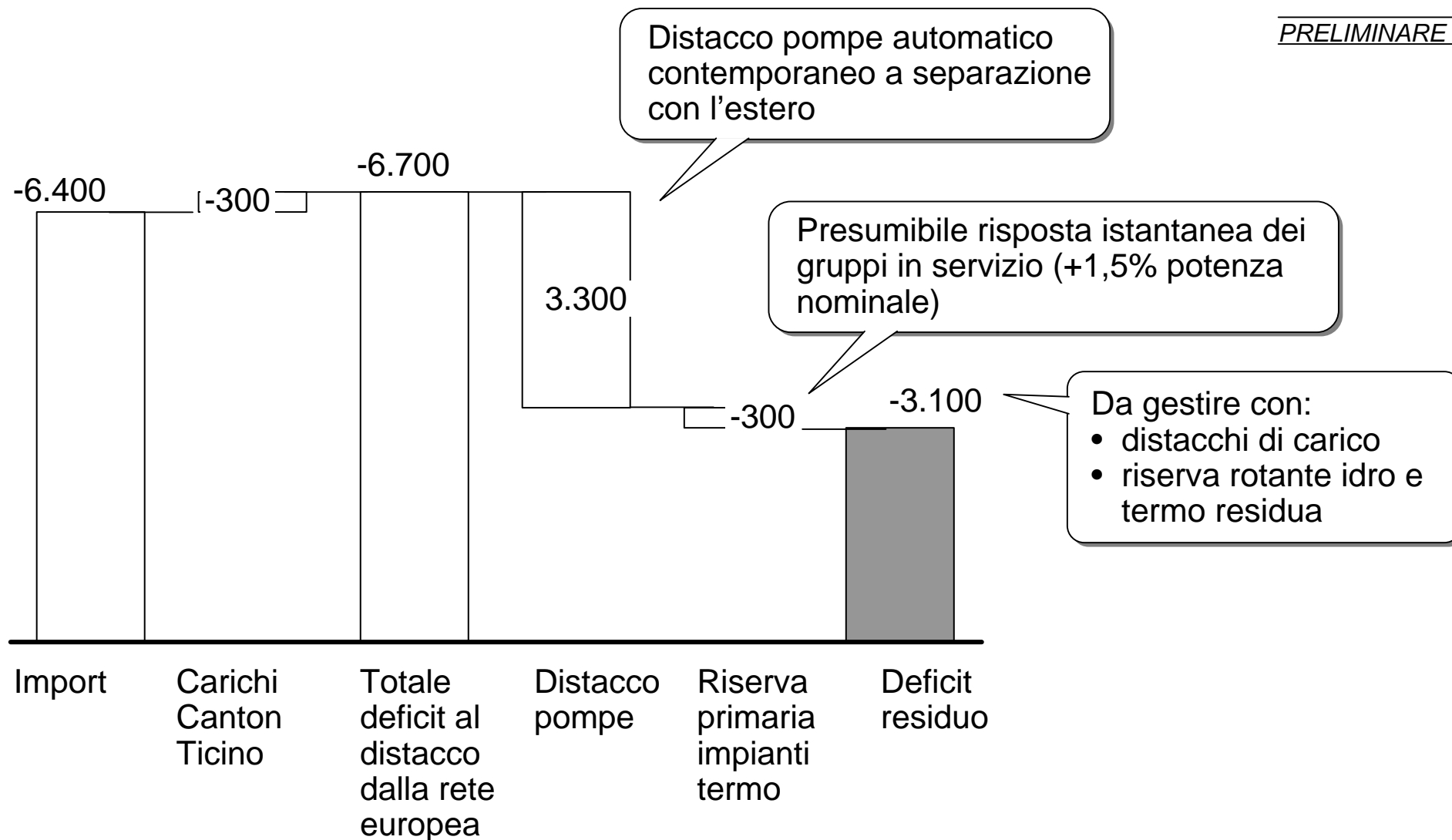
3:01

3:25

Situazione al distacco dalla rete europea

Deficit di potenza sulla rete

PRELIMINARE

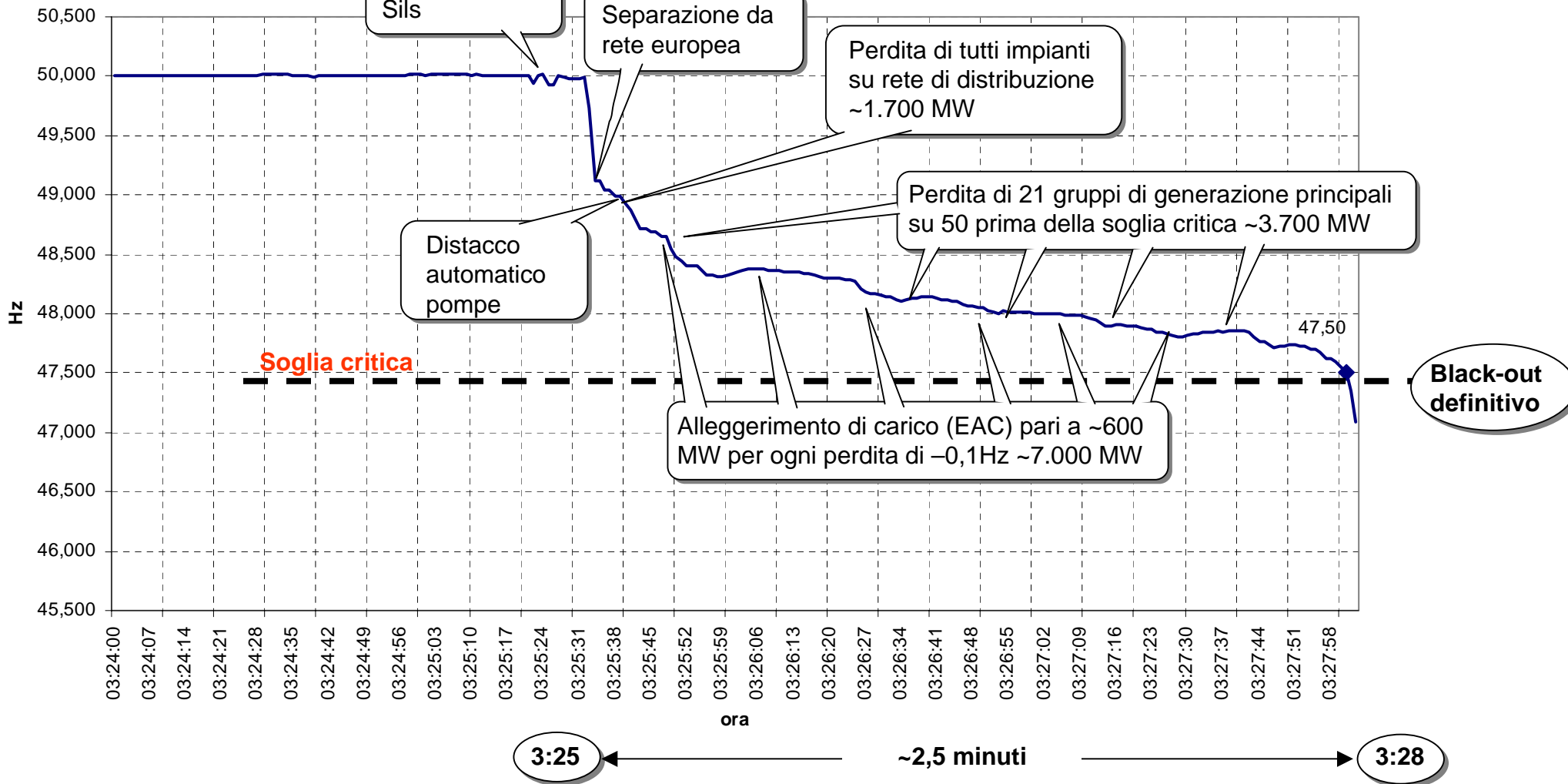


Andamento frequenza nel transitorio

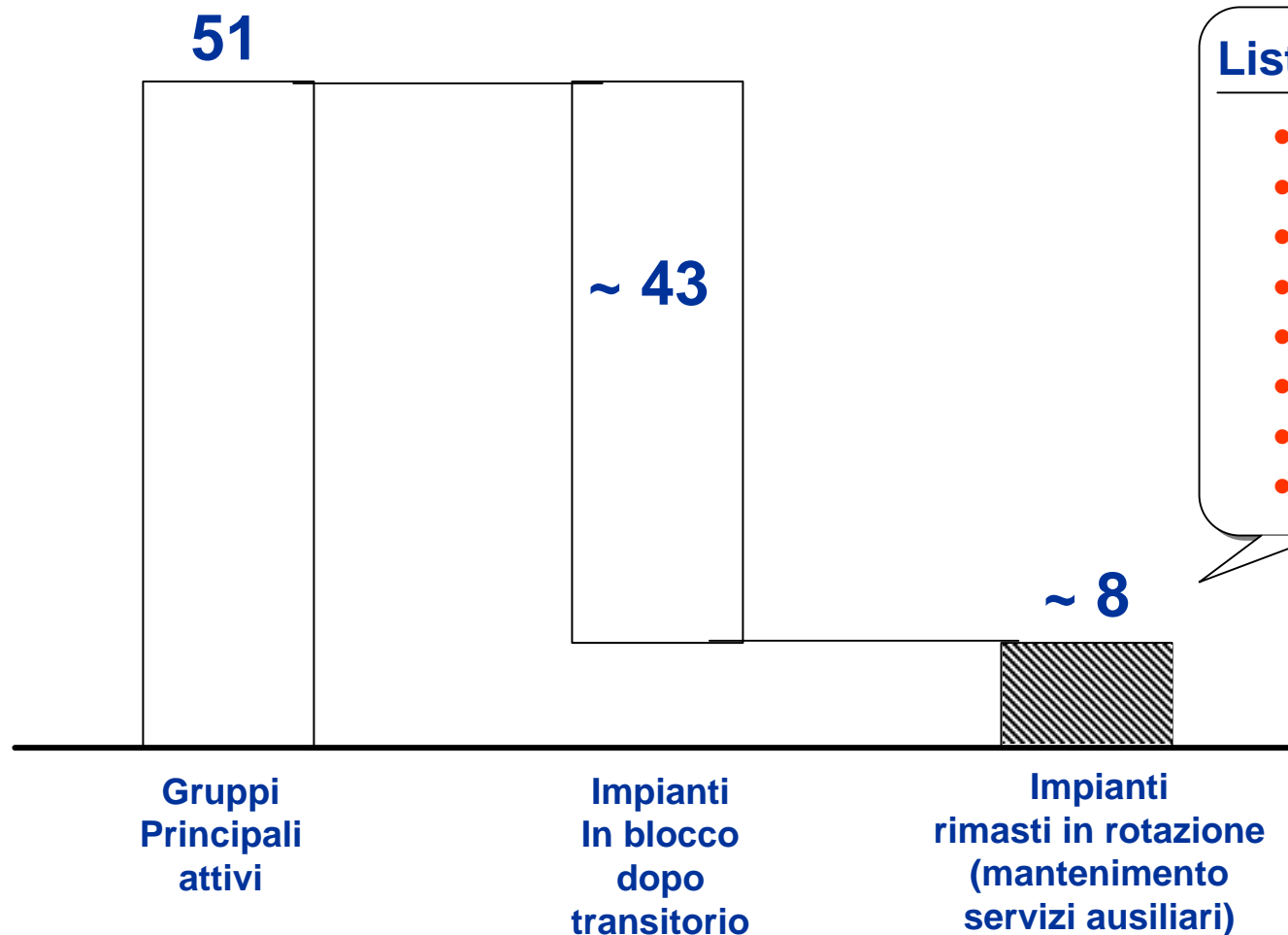
Hz

FREQUENZA

(Roma)



PRELIMINARE



Lista in fase di verifica

- Tavazzano
- La Casella
- Piacenza
- Livorno
- S. Barbara
- Bari
- Porto Empedocle
- Rossano

Parte Terza

**La legge 27 ottobre 2003, n. 290
per la sicurezza del sistema elettrico nazionale:
quale ruolo per il GRTN**

- ***Unificazione di proprietà e gestione della RTN***
- Trasferimento delle competenze in materia di import di energia elettrica dall'AEEG al Ministero Attività Produttive
- Nuove linee elettriche private di interconnessione con l'estero
- Procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuove centrali e di nuovi elettrodotti
- Procedura di messa fuori servizio degli impianti
- Definizione standard di efficienza degli impianti
- Tariffe di remunerazione delle reti di trasmissione e distribuzione
- ***Facoltà in capo al GRTN di modificare i profili di immissione e di prelievo dei contratti bilaterali***
- ***Presentazione annuale da parte del GRTN al MAP degli adeguamenti dei programmi di difesa del sistema elettrico***
- Proroga al 30 giugno 2004 dell'entrata in vigore del Testo unico sulle espropriazioni, per quanto attiene alle reti energetiche
- ***Possibilità per il MAP di emanare decreti per: riprogrammazione utilizzo impianti idroelettrici, concentrazione manutenzioni, riattivazione impianti in arresto di lunga durata, incremento capacità interrompibile.***

Eventi del 28 settembre complessivamente richiamano la necessità di incrementare il coordinamento e la sicurezza del sistema

- Predisposizione e attuazione nuovo Piano di Sicurezza
- Accelerazione sviluppo rete nel quadro della riunificazione tra proprietà e gestione rete di trasmissione

Sicurezza Nazionale

- Sviluppo generazione (nuovi investimenti; riserva adeguata)
- Sviluppo trasmissione (risoluzione congestioni; interconnessioni)
- Maggiore cooperazione e coordinamento tra i Gestori di rete
- Modernizzare e sviluppare il sistema di controllo per l'utilizzo efficace dell'evoluzione tecnologica
- Rivedere e aggiornare periodicamente i piani di emergenza
- Studio e sviluppo nuovi sistemi software
- Trasparenza informativa
- Obblighi di servizio pubblico: simulazione situazioni di crisi estesa e coordinata, formazione del personale

Sicurezza Import

- Approfondimento cause distacco da estero e verifica rispetto N-1 su reti interconnesse
- Visione completa real-time reti estere interconnesse
- Valutazione sistemi di flessibilizzazione rete al confine
- Transitoriamente modulazione (anche parziale)

Gestione transitorio

- Verifica regolazioni e protezioni impianti di generazione
- Estensione numero impianti che contribuiscono a riserva primaria (es- CIP6, generazione diffusa)
- Valutazione nuove isole di carico automatiche (Sicilia)

Riaccensione

- Test su manovre di “load-rejection” e manutenzione su servizi ausiliari
- Aumento gruppi per black-start-up
- Rafforzamento impianti di back-up su rete (anche di tlc.)
- Verifica operativa teleconduzione in condizioni di stress
- Revisione piani/procedure d'emergenza e test periodico manovre di telecontrollo rete