

**PROCEDURA PER LA DEFINIZIONE DEI LIMITI DI TRANSITO
FRA LE ZONE DI MERCATO**

Elaborato	Collaborazioni	Verificato	Approvato
Stabile A. DSC-PEO-PAS Bonanni M. DSC-PEO-PAS Luzi L. DSC-PEO-PAS Martire F. DSC-PEO-PAS Nuzzo G. DSC-PEO-PAS Quaglia F. DSC-PEO-PAS	Bruno G. DSC-GSE-AES Ortolano L. DSC-IDS-RSI Zaottini R. DSC-IDS-PCM	Caprabianca M. DSC-PEO Baffa Scirocco T. DSC-GSE Giannuzzi G.M. DSC-IDS	Carlini E. DSC

m010CI-LG001-r0

Questo documento contiene informazioni di proprietà di Terna Rete Italia S.p.A. e deve essere utilizzato esclusivamente dal destinatario in relazione alle finalità per le quali è stato ricevuto. È vietata qualsiasi forma di riproduzione o di divulgazione senza l'esplicito consenso di Terna Rete Italia S.p.A.

Storia delle revisioni		
00	12-09-2004	Prima emissione
01	27-04-2005	Revisione periodica
02	29-11-2005	Revisione periodica
03	27-03-2006	Revisione periodica
04	28-04-2006	Revisione periodica
05	11-01-2007	Revisione periodica
06	30-01-2007	Revisione periodica
07	01-01-2009	Revisione periodica
08	27-11-2009	Revisione periodica
09	30-11-2010	Revisione periodica
10	05-12-2011	Revisione periodica
11	21-12-2012	Revisione periodica
12	06-12-2013	Revisione periodica
13	16-04-2014	Revisione periodica
14	15-12-2014	Revisione periodica
15	04-12-2015	Revisione periodica
16	07-12-2016	Revisione periodica
17	05-12-2017	Revisione periodica

SOMMARIO

SOMMARIO	3
1. RIFERIMENTI.....	4
2. INTRODUZIONE.....	4
3. DATI DI INGRESSO	5
3.1 SITUAZIONI DI RIFERIMENTO E DEFINIZIONE LIMITI DI TRANSITO	5
3.2 RETE UTILIZZATA.....	6
3.3 PREPARAZIONE DEI DATI.....	6
4. MODALITÀ DI CALCOLO.....	7
4.1 CRITERI GENERALI	7
4.2 TELESCATTI	8
5. CALCOLO DEI LIMITI DI TRANSITO	9
5.1 SEZIONE NORD – CENTRO NORD	10
5.2 SEZIONE CENTRO NORD – CENTRO SUD	10
5.3 SEZIONE CENTRO SUD – SUD	11
5.4 SEZIONE ROSSANO – SUD	12
5.5 SEZIONE SICILIA - ROSSANO	13
5.6 SEZIONE SICILIA – MALTA.....	13
5.7 SEZIONE ESTERO CORSICA AC – SARDEGNA (SARCO)	13
5.8 SEZIONE CENTRO NORD – CORSICA – SARDEGNA (SACOI)	14
5.9 SEZIONE CENTRO SUD – SARDEGNA	14

1. RIFERIMENTI

- Delibera n. 111/06 dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente del 9 giugno 2006, “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79” e successive modifiche ed integrazioni.
- Delibera n. 250/04 dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente del 30 dicembre 2004, “Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l’adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004”.
- "Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico" ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, approvata con D.M. del 19/12/2003.
- “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” (Codice di Rete) Cap. 4 e relativo Allegato A24 “Individuazione zone della rete rilevante”.

2. INTRODUZIONE

In ottemperanza a quanto previsto dall’art. 60.1 della delibera 250/04, nonché dal paragrafo 4.3.6 del Capitolo 4 del Codice di rete, con il presente documento Terna fornisce la descrizione delle ipotesi, della metodologia e dei criteri utilizzati per la stima dei limiti di transito fra le zone di mercato di cui all’art. 15 dell’Allegato A della delibera n. 111/06 del 9 giugno 2006, come successivamente modificato ed integrato. Il calcolo di tali limiti segue i principi generali già enunciati nei documenti sull’individuazione delle zone di mercato.

L’analisi è stata condotta tramite simulazioni statiche con il software CRESO e nei casi relativi alle porzioni di rete di Sicilia, Sardegna e sud Italia sono state effettuate verifiche dinamiche con il software SICRE.

3. DATI DI INGRESSO

3.1 Situazioni di riferimento e definizione limiti di transito

In ragione dell'elevato incremento della produzione fotovoltaica registrata negli ultimi anni, i limiti di transito sono stati valutati utilizzando come base delle configurazioni di rete distinte per stagione (estate/inverno) e per presenza di produzione fotovoltaica (PV) non programmabile:

- Estiva con PV
- Estiva senza PV
- Invernale con PV
- Invernale senza PV

Tale approccio ha permesso di individuare le sezioni maggiormente influenzate dalla produzione fotovoltaica (in particolare Centro Nord – Nord e Centro Nord – Centro Sud in direzione Centro Sud) in modo da poter approfondire tale dipendenza, analizzando un numero significativo di configurazioni al variare di tale produzione, ed esprimere, di conseguenza, il limite di transito in funzione del fabbisogno residuo della zona esportatrice (R), definito come la differenza tra il fabbisogno e la produzione fotovoltaica di tale zona.

Per le rimanenti sezioni, in cui non si è palesata tale dipendenza, i limiti di transito sono stati espressi in funzione della stagione (periodi estivi e invernali) e, laddove le evidenze dei calcoli di rete lo hanno reso necessario, in funzione di periodi e relativi cluster temporali opportunamente definiti.

I valori di transito per i periodi estivi si intendono dal 1° maggio al 30 settembre e quelli per i periodi invernali per la restante parte dell'anno.

Per valutare l'impatto degli interventi di sviluppo della RTN e dei nuovi impianti di produzione sulla definizione dei limiti di transito fra le zone di mercato, i calcoli di rete sono stati condotti su situazioni di esercizio, ritenute come caratteristiche del funzionamento del sistema elettrico e opportunamente selezionate, integrando il modello di rete con i nuovi elementi previsti in esercizio nel periodo temporale oggetto delle analisi.

La topologia della rete presa in esame corrisponde ad un sistema elettrico completamente magliato. Sempre al fine di analizzare casi significativamente ricorrenti, non vengono analizzate le situazioni di rete per le quali risultino fuori servizio elettrodotti a seguito di manutenzioni programmate. Il calcolo delle massime capacità di trasporto in tali

situazioni seguirà il normale ciclo di programmazione delle indisponibilità degli elementi della rete di trasmissione, secondo quanto riportato al Cap. 3 del “Codice di Rete”. Si è verificato che nei casi utilizzati non siano già presenti violazioni in sicurezza N (100% del limite termico permanente per le linee e 90% della corrente nominale per gli ATR).

3.2 Rete utilizzata

Per l’esecuzione dei calcoli delle massime capacità di trasporto tra le zone di mercato, viene utilizzato un modello previsionale della RTN interconnessa con la rete estera.

Per predisporre i modelli di simulazione della rete previsionale, attesa per la fine dell’anno di riferimento, in funzione di quanto previsto nel Piano di Sviluppo (PdS) disponibile al momento della stesura del presente documento, i casi base presi in esame sono stati aggiornati come segue:

- ripristino delle condizioni di esercizio a rete integra, ponendo in servizio gli elettrodotti che nel giorno di riferimento selezionato risultavano fuori servizio;
- modellazione della rete previsionale a 380/220kV (e per le isole Sicilia e Sardegna anche della rete a tensione inferiore ai 220kV), modificando la struttura e la topologia della RTN, in accordo agli interventi di sviluppo previsti nell’anno di riferimento;
- inserimento dei nuovi impianti di produzione, attesi nel periodo considerato, con gli interventi previsti per il loro collegamento alla RTN (stazioni di raccordo, nuovi ATR, linee di collegamento alle stazioni RTN esistenti, ecc.);
- incremento della produzione da fonti rinnovabili (in particolare eolico e fotovoltaico) in funzione dell’aumento di potenza installata atteso nel periodo.

3.3 Preparazione dei dati

In base alle disponibilità dei gruppi per i periodi in analisi prescelti, vengono eventualmente modificate le produzioni tenendo in considerazione anche l’eventuale produzione dei gruppi non disponibili o, comunque, non in servizio nella situazione originaria ma che potranno risultare disponibili nel periodo in esame considerato. In tal caso, verranno messi in servizio, con una produzione stimata, i gruppi in precedenza non in servizio e verranno opportunamente ridotti i gruppi appartenenti alla stessa zona, nel

rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico. Ciò per la stessa conformazione fisica delle zone di mercato è ininfluenza sul calcolo dei limiti interzonalari.

La potenza importata dall'estero viene assunta pari a quella prevista per l'anno successivo (NTC) nel periodo in esame. In base a tale valore, verranno incrementate o diminuite le produzioni dei gruppi italiani sulla base del loro ordine di merito, desunto dalle informazioni di mercato disponibili, e in accordo con gli attuali vincoli di P_{\min} e P_{\max} dei gruppi.

4. MODALITÀ DI CALCOLO

4.1 Criteri generali

I vincoli di transito vengono calcolati in entrambe le direzioni, con e senza i telescatti dei gruppi che potranno erogare tale servizio nel periodo in esame.

La verifica dell'entità del limite di transito interzonale avviene vincolo per vincolo, variando opportunamente le produzioni a monte e a valle della separazione fra le zone di mercato, fino al raggiungimento del limite per la sicurezza N-1.

E' stato scelto come valore limite per il transito fra le zone quello per cui, nella contingenza più gravosa dell'analisi N-1, si verifica una delle seguenti evenienze:

- sovraccarico di una linea pari al 120% del limite termico a regime permanente a seguito di una contingenza. Il valore di corrente sulla stessa linea deve essere minore o uguale all'80% del limite termico a regime permanente prima del verificarsi della contingenza;
- sovraccarico degli ATR pari al 110% della corrente nominale;
- raggiungimento del limite inferiore della tensione pari a 370kV, per i nodi a 380kV, e pari a 200kV, per i nodi a 220kV.

Tali criteri sono definiti al fine di garantire la sicurezza della rete di trasmissione. Pertanto, in presenza di una o più delle violazioni sopra elencate, il sistema può continuare a funzionare ipotizzando che, dopo il verificarsi del fuori servizio accidentale, non si verifichino ulteriori contingenze per il tempo strettamente necessario all'attuazione di tutte le contromisure che consentano di riportare gli altri componenti rimasti in servizio nei limiti di funzionamento.

Data la particolare conformazione della rete italiana con produzioni fortemente concentrate in alcune zone e altre zone fortemente deficitarie, i transiti di potenza fra zone non sono ugualmente frequenti in entrambe le direzioni. Spesso alcuni vincoli non sono raggiungibili se non in particolari condizioni di generazione e di carico.

4.2 Telescatti

Fermo restando il rispetto dei transiti delle linee in condizioni di sicurezza N, al fine di consentire un maggiore utilizzo dell'elevata capacità produttiva, presente in particolare al Sud, sono stati adottati appositi apparati di telescatto di unità di produzione rilevanti.

La velocità di intervento degli apparati di telescatto consente di evitare, a seguito della perdita di importanti elementi di rete, gravi violazioni dei limiti di sicurezza. Infatti, il distacco automatico dei gruppi di produzione riporta in tempi estremamente rapidi le correnti nominali nei limiti previsti per le condizioni di sicurezza in N.

Nello stabilire le modalità di intervento dei telescatti viene verificato che la riserva rotante presente nella zona in esame o in zone limitrofe, e i relativi margini di scambio interzonali, siano sufficienti a riportare il sistema in condizioni di esercizio adeguato (ripristino della potenza prodotta dalle unità soggette a telescatto).

I limiti di transito vengono calcolati in maniera pressoché identica al caso precedente, normalmente anche le contingenze che portano a violazione sono le medesime. Il nuovo valore di transito ottenuto è generalmente più elevato, soprattutto in uscita dai poli di produzione limitata.

In alcuni casi, come ad esempio per il transito Sicilia – Calabria, viene inoltre verificato che a seguito dello scatto della linea di interconnessione e l'intervento, con opportuno ritardo, del dispositivo di telescatto, il comportamento dinamico del sistema elettrico sia stabile, senza provocare alcun intervento delle protezioni adibite al suo controllo.

5. CALCOLO DEI LIMITI DI TRANSITO

Data la struttura zonale in vigore (Figura 1), coerentemente con quella descritta nel documento “Individuazione zone della rete rilevante”, si calcolano i limiti con e senza telescatti.

Vista la conformazione delle zone, si riportano, in ordine geografico da Nord verso Sud, le condizioni che risultano limitanti per i transiti.

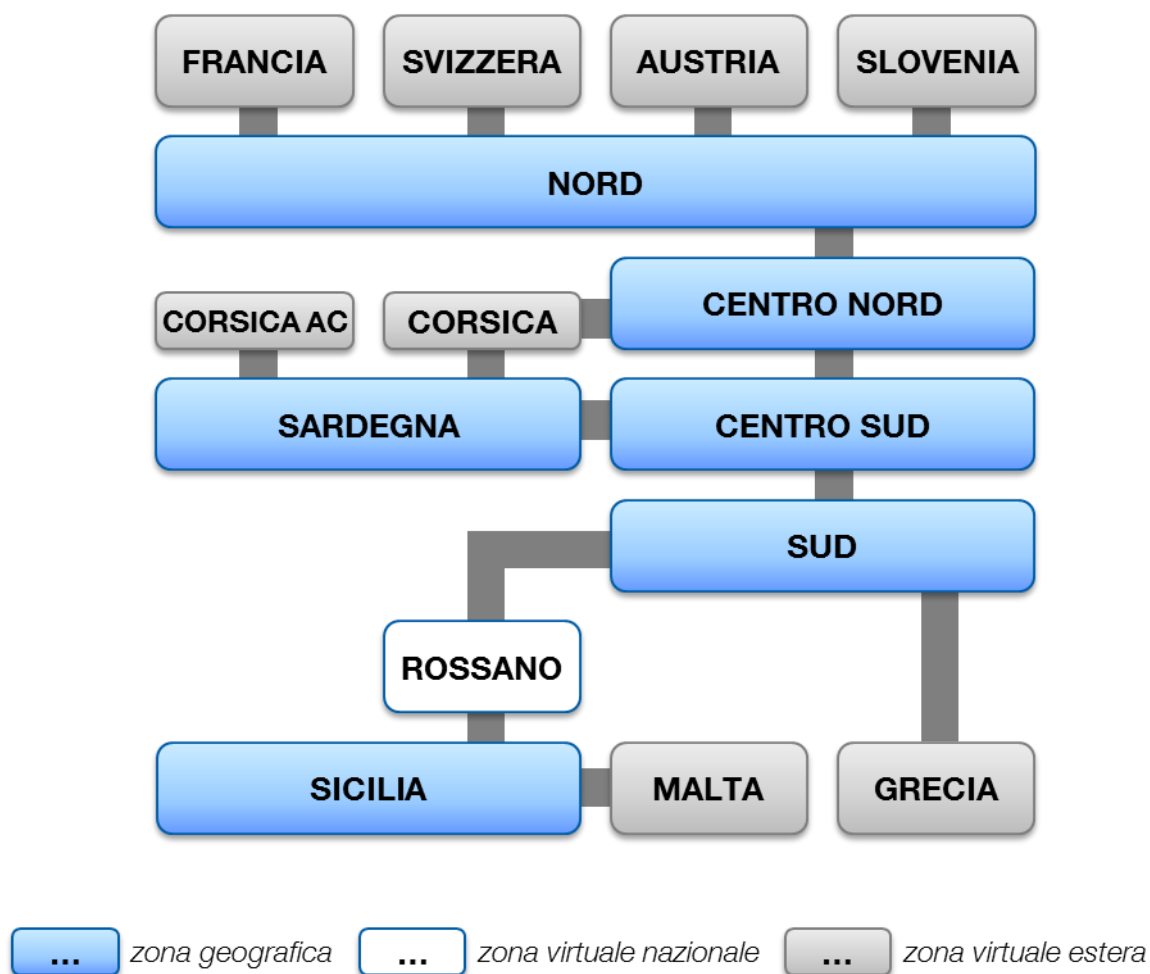


Figura 1 - Topologia di interconnessione delle zone

5.1 Sezione Nord – Centro Nord

Come anticipato nel paragrafo 3.1, il limite di transito della sezione è espresso in funzione del fabbisogno residuo zonale (R, definito nel paragrafo 3.1) della zona esportatrice.

- Da Nord a Centro Nord: i risultati delle analisi di rete condotte mostrano, per valori superiori ai limiti di transito, che in seguito alla contingenza relativa allo scatto della linea 380kV Fano – Candia, si riscontra il sovraccarico sulla linea 380kV Bargi – Calenzano e, in periodo invernale, il raggiungimento del limite inferiore di tensione sulle stazioni 380kV dell'area Centro Nord.
- Da Centro Nord a Nord: in tale sezione, essendo il carico tipicamente più elevato sul versante adriatico, la contingenza più grave riscontrata riguarda la linea 380kV Rosara – Teramo, a seguito dello scatto della quale, per valori superiori ai limiti di transito, si riscontra il sovraccarico della direttrice 220kV Villanova – Candia e/o, in periodo estivo, il sovraccarico della linea 380kV Bargi – Calenzano.

5.2 Sezione Centro Nord – Centro Sud

- Da Centro Nord a Centro Sud: il limite di transito da Centro Nord verso Centro Sud è espresso in funzione del fabbisogno residuo zonale (CNOR) come premesso nel paragrafo 3.1. Il principale vincolo del transito, sia in periodo estivo che invernale, è dato dal sovraccarico della direttrice a 220kV S. Barbara – Villavalle allo scatto della doppia terna 380kV Montalto – Suvereto 1 e Montalto – Suvereto 2. Per i più alti valori di transito, sia nei casi invernali che nei casi estivi, le simulazioni di rete hanno anche evidenziato il raggiungimento del limite inferiore di tensione sulla dorsale adriatica (St.ni 380kV Candia e Rosara).
- Da Centro Sud a Centro Nord: sia in periodo estivo che invernale, le principali congestioni che portano a limitare il transito della sezione sono il sovraccarico della direttrice 220kV Villavalle – S. Barbara e il raggiungimento del limite inferiore di tensione sulla dorsale adriatica (St.ni 380kV Candia e Rosara) a seguito dello scatto della doppia terna 380kV Montalto – Suvereto 1 e Montalto – Suvereto 2.

5.3 Sezione Centro Sud – Sud

- Da Centro Sud a Sud: per portare il valore di tale transito ai limiti ammissibili si riduce la produzione dei gruppi termoelettrici presenti nella zona Sud, e nella zona di Rossano, e nel contempo si aumentano le produzioni a Nord di tale sezione fino ad arrivare al transito limite. Tale assetto, tenendo conto delle produzioni presenti per un esercizio in sicurezza della zona Sud, non evidenzia violazioni.
- Da Sud a Centro Sud: l'assetto produttivo della zona Sud si presenta in diverse possibili configurazioni caratterizzate dalla diversa ripartizione della generazione tra le Unità di Produzione ad essa appartenenti e/o del polo di Rossano, nonché funzione della produzione da fonte rinnovabile, che tra l'altro sottrae risorse di telescatto di gruppi tradizionali.

Per portare il valore di tale transito ai limiti ammissibili, si ipotizza la produzione dei gruppi presenti in varie configurazioni e considerando la regolazione del PST di Foggia; parallelamente tali aumenti vengono compensati dalle riduzioni delle produzioni dei gruppi nelle zone a Nord di tale sezione.

Sia nel periodo estivo che invernale, negli scenari simulati con il sistema di telescatto attivo e per valori di transito superiori ai limiti ammissibili, si evidenzia il raggiungimento del limite inferiore di tensione in sicurezza in N sulle stazioni 380kV delle direttrici Foggia – Villanova e/o Foggia – Troia – Benevento 3 – Benevento 2, nonché il raggiungimento del limite di portata in sicurezza in N sulle linee 380kV delle medesime direttrici. Con il sistema di telescatto non attivo il sovraccarico della linea 380kV Foggia – Troia – Benevento 3 – Benevento 2 (o delle linee 380kV della direttrice Foggia – Villanova) a seguito dello scatto delle linee 380kV della direttrice Foggia – Villanova (o della linea 380kV Foggia – Troia – Benevento 3 – Benevento 2), a cui si aggiunge il raggiungimento del limite inferiore di tensione sulle stazioni 380kV dell'area Sud.

5.4 Sezione Rossano – Sud

La zona Rossano corrisponde ad un polo a produzione limitata.

- Da Sud a Rossano: posto pari al massimo il transito a scendere sulla sezione Centro Nord – Centro Sud e sulla sezione Rossano – Sicilia, si diminuisce la produzione del polo limitato di Rossano e si aumenta la produzione degli impianti presenti nell’area Sud e/o Centro Sud. Con i transiti raggiungibili non si verifica alcuna violazione significativa. Non viene imposto alcun limite di transito.
- Da Rossano a Sud: per determinare il massimo transito tra la zona Rossano e la zona Sud, occorre aumentare progressivamente la produzione del polo di produzione di Rossano e, parallelamente, si riducono le produzioni a Nord del confine fra le zone in esame. La contingenza vincolante è lo scatto della linea 380kV Altomonte – Laino a cui consegue instabilità dinamica del sistema. In aggiunta a ciò, sia nel periodo estivo che invernale, negli scenari simulati con il sistema di telescatto attivo e per valori di transito superiori ai limiti ammissibili, si evidenzia il raggiungimento del limite di portata in sicurezza in N sulla linea 380kV Montecorvino – S. Sofia, oppure il sovraccarico della stessa linea 380kV Montecorvino – S. Sofia a seguito dello scatto della linea 380kV Matera – Aliano – Laino. E’ altresì presente, in determinate condizioni, un’altra contingenza allo scatto della tratta 220kV Salerno – Nocera – S. Valentino (o Montecorvino – Gragnano – Torre Nord) che determina un sovraccarico sulla tratta 220kV Montecorvino – Gragnano – Torre Nord (o Salerno – Nocera – S. Valentino).
Con il sistema di telescatto non attivo, si rileva il sovraccarico delle direttrici 220kV Montecorvino – Gragnano – Torre Nord e/o Salerno – Nocera – S. Valentino a seguito dello scatto della linea 380kV Montecorvino – S. Sofia.
Infine, la presenza dei dispositivi di telescatto sui gruppi appartenenti al polo permette di risolvere le contingenze a seguito di scatti di linee 380kV della rete circostante. Nel caso dell’indisponibilità di alcuni dei dispositivi di telescatto, occorre limitare tale transito in funzione dei dispositivi rimasti attivi, e in accordo alle contingenze di cui sopra.

5.5 Sezione Sicilia - Rossano

- Da Rossano a Sicilia: si aumenta la produzione a nord di tale frontiera e si diminuisce in Sicilia.

Il principale vincolo al transito è rappresentato in condizione N dal raggiungimento del limite di sicurezza dell'ATR 380/150kV in S/E Paternò.

- Da Sicilia a Rossano: si aumentano indifferentemente le generazioni in Sicilia e si diminuiscono nel Continente per forzare l'esportazione sul cavo.

Il principale vincolo al transito è rappresentato dal sovraccarico della rete 220kV e 150kV della Sicilia orientale allo scatto della direttrice 380kV Sorgente – Paternò – Chiaramonte Gulfi – Priolo, anche a seguito della limitata efficacia dei sistemi di telescatto dovuta all'insorgere di criticità in termini di tensioni.

La violazione suddetta allo scatto della direttrice 380kV Sorgente – Paternò – Chiaramonte Gulfi – Priolo si rileva, quindi, anche con il sistema di telescatto non attivo.

5.6 Sezione Sicilia – Malta

- Sicilia – Malta: il vincolo in entrambe le direzioni è dato dalla portata nominale del cavo.

5.7 Sezione Estero Corsica AC – Sardegna (SARCO)

- Da Sardegna a Estero Corsica AC: il vincolo è dato dal raggiungimento del limite inferiore di tensione sulle stazioni 150kV di Viddalba, Aglientu e Santa Teresa di Gallura.
- Da Estero Corsica AC a Sardegna: il vincolo è dato dal raggiungimento del limite di corrente su linee di trasmissione e dalla necessità di garantire adeguati margini di riserva sul sistema elettrico della Corsica.

5.8 Sezione Centro Nord – Corsica – Sardegna (SACOI)

- Centro Nord – Sardegna: il vincolo in entrambe le direzioni è dato dalla portata nominale del cavo.

5.9 Sezione Centro Sud – Sardegna

Relativamente a tale sezione e alla precedente, si fa presente che grazie al Go-Live del progetto “Italian Border Market Coupling” e al contestuale utilizzo dell’algoritmo di Market Coupling europeo – PCR risulta ottimizzabile la gestione dell’anello costituito dalle zone Centro Sud – Sardegna – Corsica – Centro Nord, evidenziando separatamente la limitazione di portata del collegamento Sacoi e i vincoli che limitano il transito sul collegamento Sapei. Si evidenzia, inoltre, che nell’algoritmo di risoluzione del MGP (“Price Coupling of Regions – PCR”), al solo fine di determinare i valori di transito verrà prioritariamente utilizzata la sezione Sardegna-Centro Sud rispetto a quella Sardegna-Corsica-Centro Nord.

- Da Centro Sud a Sardegna: la limitazione al transito in tale direzione è dettata dalla capacità di regolazione primaria disponibile nell’isola: il valore individuato, infatti, rappresenta il limite rispetto al quale la rete elettrica sarda riesce ad avere un comportamento dinamico corretto in sottofrequenza in caso di scatto di un cavo del collegamento SAPEI.
- Da Sardegna a Centro Sud: anche per il transito in tale direzione, risulta limitante la capacità di regolazione primaria disponibile nell’isola affinché la rete elettrica sarda riesca ad avere un comportamento dinamico corretto in sovralfrequenza in caso di scatto di un cavo del collegamento SAPEI.