

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Dipartimento di Energia



**COMPARAZIONE TECNICA ED ECONOMICA DI
SOLUZIONI INNOVATIVE PER SOTTOSTAZIONI
ELETTRICHE FINO A 420 kV**

Relatore: Prof. Alberto Berizzi

Correlatore: Ing. Massimo Spiranelli

Tesi di Laurea Magistrale di:

Matteo Calamari
Matr. 782593

Anno Accademico 2013-2014

“Che cos'è la mente? Non materia. Cosa fa la materia? Non mente.”

H. J. Simpson

INDICE

INDICE.....	I
INDICE DEI GRAFICI.....	V
INDICE DELLE TABELLE.....	VII
INDICE DELLE FIGURE	IX
NOMENCLATURA.....	XIII
ABSTRACT	XV
INTRODUZIONE	1
1 TECNOLOGIE CONSIDERATE	3
1.1 AIS: Air Insulated Substation	3
1.2 GIS: Gas Insulated Switchgear	5
1.3 PASS: Plug And Switch System	8
1.4 MOH: modulo ibrido compatto	10
2 COMPARAZIONE TECNICA.....	13
2.1 COSTITUZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE.....	14
2.2 LAYOUT DI SOTTOSTAZIONE	21
2.2.1 AIS.....	21
2.2.2 PASS.....	22
2.2.3 MOH5	23
3 ANALISI DI AFFIDABILITA'	27
3.1 DATI DI AFFIDABILITA'	27
3.2 PROGRAMMA UTILIZZATO	29
3.3 RISULTATI OTTENUTI	30
4 COMPARAZIONE ECONOMICA	37
4.1 CASI STUDIO	41
4.1.1 CASE 1: EPC europeo installa in un paese europeo	43
4.1.2 CASE 2: EPC europeo con installazione in Iraq.....	46

4.1.3	CASE 3: EPC sud Americano installa in Sud America.....	48
4.1.4	CASE 4: EPC non europeo con installazione in Iraq	50
4.2	SENSITIVITY	52
4.3	COSTI DI INTERRUZIONE	58
5	COMPARAZIONE DELLE CONFIGURAZIONI	64
5.1	CONFIGURAZIONE AD H.....	64
5.2	SINGLE BUSBAR (SBB)	75
5.3	DOUBLE BUSBAR (DBB).....	76
5.4	DOPPIO INTERRUTTORE (DCB).....	81
5.5	CONFIGURAZIONE AD ANELLO (RING).....	83
5.6	UN INTERRUTTORE E MEZZO	89
5.7	MODULO PASS 420 kV	97
6	MULTI FUNCTIONAL MODULE (MFM)	99
6.1	TEMPO D'INSTALLAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE.....	109
6.2	CASO STUDIO INSTALLAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	113
6.3	CASO REALE.....	120
6.3.1	Scenario di installazione.....	120
6.3.2	Descrizione tecnica	122
6.3.3	Schema unifilare.....	123
6.3.4	Dati nominali.....	127
6.3.5	Equipaggiamento BT	129
6.3.6	Rimozione del trasformatore	130
6.3.7	Proposte di soluzione.....	132
6.3.8	Analisi del costo di investimento (AIS).....	134
6.3.9	Analisi di affidabilità.....	138
6.3.10	Costi di manutenzione	139
6.3.11	Costi di interruzione.....	139

6.3.12	Life Cycle Cost.....	140
6.3.13	Conclusioni	141
7	CONCLUSIONI	143
8	BIBLIOGRAFIA	145
	RINGRAZIAMENTI	147

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 4-1: EPC europeo installa in un paese europeo.....	43
Grafico 4-2: costo di investimento caso 1	44
Grafico 4-3: EPC europeo installa in Iraq.....	46
Grafico 4-4: costo di investimento caso 2	47
Grafico 4-5: EPC sud Americano installa in Sud America	48
Grafico 4-6: costo di investimento caso 3	49
Grafico 4-7: EPC non europeo installa in Iraq	50
Grafico 4-8: costo di investimento caso 4	51
Grafico 4-9: sensitivity per costo di sicurezza	52
Grafico 4-10: sensitivity per costo della manodopera	53
Grafico 4-11: sensitivity per tempo di installazione.....	54
Grafico 4-12: sensitivity per il costo del terreno.....	55
Grafico 4-13: costi di interruzione.....	59
Grafico 4-14: costo di interruzione per la linea.....	61
Grafico 4-15: sensitivity per il costo di interruzione per la linea	62
Grafico 4-16: sensitivity per il costo di interruzione in funzione della taglia del carico ...	62
Grafico 4-17: tempo di fuori servizio per il carico	63
Grafico 4-18: tempo di fuori servizio per la linea.....	63
Grafico 5-1: comparazione economica conf 5-conf 7B	74
Grafico 5-2: comparazione economica PASS 420 kV.....	98
Grafico 6-1: costo di investimento per la sottostazione	114
Grafico 6-2: tempi di connessione	116
Grafico 6-3: flussi di cassa attualizzati.....	117
Grafico 6-4: dettaglio dei flussi di cassa attualizzati	118
Grafico 6-5: analisi del costo di investimento	137
Grafico 6-6: LCC installazione sottostazione in aria e con modulo MFM.....	140
Grafico 6-7: dettaglio LCC.....	141

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2-1: comparazione delle dimensioni.....	16
Tabella 3-1: dati Cigré per tassi di guasto e manutenzione	28
Tabella 3-2: risultati di affidabilità per configurazione H5.....	32
Tabella 4-1: tempi di installazione, commissioning e ingegneria.....	38
Tabella 4-2: casi studio	41
Tabella 5-1: analisi configurazioni MOH	70
Tabella 5-2: risultati affidabilità configurazione singola sbarra	75
Tabella 5-3: risultati di affidabilità configurazione doppia sbarra	78
Tabella 5-4: risultati affidabilità doppio interruttore.....	82
Tabella 5-5: risultati affidabilità comparazione configurazione ad H e ad anello.....	85
Tabella 5-6: risultati affidabilità configurazione un interruttore e mezzo	94
Tabella 5-7: risultati affidabilità modulo PASS 420 kV	97
Tabella 6-1: caratteristiche modulo MFM.....	100
Tabella 6-2: tempo d'installazione sottostazione in aria	109
Tabella 6-3: tempo d'installazione sottostazione con moduli PASS	110
Tabella 6-4: tempo d'installazione sottostazione con modulo MOH	111
Tabella 6-5: tempo d'installazione sottostazione con modulo MFM.....	112
Tabella 6-6: caratteristiche impianto fotovoltaico.....	113
Tabella 6-7: dati per l'attualizzazione dei guadagni	115
Tabella 6-8: risultati energia producibile e flussi di cassa.....	115
Tabella 6-9: costi installazione soluzione in aria	134
Tabella 6-10: costo trasporto e logistica sottostazione in aria	135
Tabella 6-11: riassunto costi sottostazione in aria.....	136
Tabella 6-12: riassunto costi sottostazione con moduli MFM:	137
Tabella 6-13: analisi di affidabilità.....	138
Tabella 6-14: costi di manutenzione	139
Tabella 6-15: costi di interruzione.....	139

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1: LTB (Live Tank Breaker) 145 kV	3
Figura 1-2: Sezionatore trifase con lame di terra (145 kV)	4
Figura 1-3: modulo GIS (145 kV).....	5
Figura 1-4: configurazione un interruttore e mezzo	7
Figura 1-5: modulo PASS M0 (150 kV).....	8
Figura 1-6: modulo M0H4 (150 kV)	10
Figura 1-7: schema unifilare modulo M0H4.....	10
Figura 1-8: modulo PASS M0H3	12
Figura 2-1: configurazione ad H	14
Figura 2-2: esempi di alimentazione per configurazione ad H.....	14
Figura 2-3: area occupata.....	15
Figura 2-4: composizione della sottostazione.....	16
Figura 2-5: stallo PASS.....	17
Figura 2-6: struttura in acciaio di un interruttore	18
Figura 2-7: strutture d'acciaio e fondazioni per sottostazione in aria	18
Figura 2-8: sottostazione in aria.....	21
Figura 2-9: sottostazione con moduli PASS.....	22
Figura 2-10: sottostazione con modulo M0H5.....	23
Figura 2-11: comparazione aria-PASS H5 145 kV	24
Figura 2-12: sottostazione a 145 kV con M0H4	25
Figura 2-13: comparazione aria-PASS H3 245 kV	26
Figura 3-1: schema di analisi	29
Figura 3-2: esempio sottostazione disegnata con SUBREL per aria, PASS, M0H	30
Figura 3-3: posizione del CT per il GIS trifase	34
Figura 3-4: posizione del CT sul modulo M0H.....	34
Figura 4-1: fuori servizio per linee (sinistra) e carico (destra).....	58
Figura 5-1: M0H4D	64
Figura 5-2: M0H4.....	65

Figura 5-3: M0H configurazione numero 4	66
Figura 5-4: M0H configurazione numero 5	67
Figura 5-5: M0H configurazione numero 6	67
Figura 5-6: M0H configurazione numero 7A.....	68
Figura 5-7: M0H configurazione numero 7B.....	68
Figura 5-8: sezionatore con 3 connessioni.....	72
Figura 5-9: tipi di guasti sui sezionatori in gas SF6.....	73
Figura 5-10: rotazione del sezionatore	74
Figura 5-11: configurazione singola sbarra	75
Figura 5-12: sottostazione in singola sbarra con moduli PASS	76
Figura 5-13: configurazione in doppia sbarra	76
Figura 5-14: DBB, configurazione iniziale.....	79
Figura 5-15: DBB, modifica dei flussi di potenza sui sistemi di sbarre.....	80
Figura 5-16: PASS DCB.....	81
Figura 5-17: configurazione ad anello (RING)	83
Figura 5-18: alimentazione sottostazione ad anello	83
Figura 5-19: manutenzione su sezionatore e interruttore (configurazione ad anello)	84
Figura 5-20: sequenza di manutenzione modulo PASS (configurazione ad anello).....	87
Figura 5-21: configurazione un interruttore e mezzo.....	89
Figura 5-22: configurazione un interruttore e mezzo (3D)	90
Figura 5-23: configurazione un interruttore e mezzo con moduli PASS SBB e DCB	91
Figura 5-24: normale servizio.....	91
Figura 5-25: manutenzione di sbarre e sezionatori affacciati.....	92
Figura 5-26: manutenzione sull'interruttore	93
Figura 5-27: manutenzione sezionatori	93
Figura 5-28: espansione configurazione ad anello	96
Figura 5-29: espansione configurazione un interruttore e mezzo.....	96
Figura 5-30: layout modulo PASS SBB 420 kV.....	97
Figura 5-31: spedizione del modulo.....	98
Figura 6-1: modulo MFM	99

Figura 6-2: schema unifilare di un modulo MFM	101
Figura 6-3: modulo MFM a 220 kV pronto per il trasporto.....	101
Figura 6-4: rimozione del rimorchio.....	102
Figura 6-5: modulo posizionato.....	102
Figura 6-6: composizione di moduli MFM.....	103
Figura 6-7: MFM in configurazione ad H.....	104
Figura 6-8: schema unifilare MFM in configurazione ad H	104
Figura 6-9: connessione con isolatori (sx) o in cavo (dx) del modulo MFM.....	105
Figura 6-10: composizione modulo MFM	106
Figura 6-11: spazio impegnato dal modulo MFM	106
Figura 6-12: schema unifilare modulo MFM	107
Figura 6-13: posizione dei componenti sul modulo MFM.....	108
Figura 6-14: connessione impianto fotovoltaico.....	113
Figura 6-15: configurazione attuale della sottostazione.....	120
Figura 6-16: fotografia sottostazione centrale di Salisano.....	120
Figura 6-17: area a rischio stabilità	121
Figura 6-18: fotografia area cedevole	121
Figura 6-19: schema unifilare moduli MFM	123
Figura 6-20: layout di connessione.....	124
Figura 6-21: connessione del trasformatore alla parte di alta tensione	130
Figura 6-22: rimozione del trasformatore.....	131
Figura 6-23: soluzione A	132
Figura 6-24: soluzione B	132
Figura 6-25: posizione sottostazione ed edificio quadri	133
Figura 6-26: posizionamento moduli e arrivi linea.....	133
Figura 6-27: tempi d'installazione	136

NOMENCLATURA

LTB	=	Live Tank Breaker (Interruttore)
DS	=	Disconnecter
ES	=	Earthing Switch (Coltelli di terra)
CT	=	Current Transformer
VT	=	Voltage Transformer
AIS	=	Air Insulated Substation
GIS	=	Gas Insulated Switchgear
PASS	=	Plug And Switch System
TP	=	Transfer Path
LCC	=	Life Cycle Cost
AT	=	Alta Tensione
O&M	=	Operation and Maintenance
WACC	=	Weighted Average Cost of Capital
TSO	=	Transmission System Operator
VAN	=	Valore Attuale Netto
TOF	=	Total Outage Frequency
TOD	=	Total Outage Duration
IF	=	Interruption Frequency
ID	=	Interruption Duration
P&C	=	Protezione e Controllo

ABSTRACT

L'evoluzione tecnologica delle apparecchiature per le sottostazioni elettriche ha portato, negli anni, a ridurre gli spazi occupati dalle sottostazioni e a migliorare le prestazioni dei componenti aumentandone l'affidabilità e consentendo una maggiore disponibilità dell'energia in termini di durata e frequenza. In particolare, si è avuto il passaggio da componenti che sfruttano la rigidità dielettrica dell'aria per garantire l'isolamento delle parti attive, a prodotti che sfruttano il gas SF₆ in pressione per svolgere la stessa funzione. Con tale metodo, si sono potuto compattare componenti quali i sezionatori, gli interruttori, i trasformatori di misura e i trasformatori di potenza, in modo da ottenere componenti più piccoli, affidabili e di maggior durata. A fianco di ciò, negli ultimi 10 anni, ABB Adda ha sviluppato prodotti ibridi che sfruttano la tecnologia in SF₆ per adempiere alle funzioni di sezionamento, interruzione e misura in un'ottica di diminuzione dei costi per chi andrà ad installare le sottostazioni. Questo lavoro di tesi si prefigge lo scopo di confrontare come e dove questi prodotti ibridi possano essere competitivi rispetto a soluzioni in aria o "fully gas insulated" e in quali situazioni possano portare a notevoli benefici economici. Tale analisi prenderà in considerazione i metodi di installazione di queste tre tecnologie, per valutare quale e in quali situazioni sia più conveniente. A seguito di ciò, attraverso l'uso di dati statistici Cigré, si andrà a valutare l'affidabilità di ogni prodotto per valutarne i costi di manutenzione e i costi di interruzione provocati andando a calcolare il costo effettivo di ogni apparecchiatura durante la sua vita utile.

The evolution's technology of equipment for electric substation has led, during the years, to reduce the space occupied by the substations, and to improve the performance of the components. Also the reliability it's been improved, and it has allowed to have a major energy availability in terms of duration and frequency. Particularly, there is been the migration by components that use the dielectric properties of the air to ensure the insulation between active parts, to products that use the SF₆ gas in pressure to do the same function. With this method, it was possible to compact the component like disconnectors, circuit breakers, measurement transformers and power transformers, in order to have smaller, reliable and durable components. In the last 10 years, ABB Adda has developed hybrid products that used the SF₆ gas in order to insulate, to interrupt and to measure, and to reduce the costs for the substation installers. This thesis's work have the goal to compare how and where these hybrid product can be competitive, against air solution or fully gas insulated solution, and in which situations can bring economic advantages. After this, with the data taken by Cigré report, we will go to evaluate the reliability of this three kind of products. With these data we will can evaluate the maintenance costs, the interruption costs produced, and we will arrive to calculate the entire life cycle cost of every solution considered.

INTRODUZIONE

Negli anni si è avuto un aumento esponenziale della domanda di energia pro-capite, a causa della diffusione di un elevato benessere sociale. Tutto questo ha determinato un costante sviluppo della rete elettrica, in particolar modo per quanto riguarda l'elevarsi della tensione nominale di trasmissione. Tale necessità è dovuta in parte al bisogno di aumentare la capacità di trasporto della rete, e in parte alla volontà di limitare le perdite sulle linee. Con l'estendersi della rete di trasmissione, è aumentato anche il numero delle sottostazioni, sia di collegamento, sia di trasformazione. Per queste applicazioni il livello di tensione nominale varia in un range da 66 kV a oltre i 550 kV e le criticità relative a isolamento e interruzione delle correnti di corto circuito si manifestano in modo notevole. Risulta, quindi, necessario adottare soluzioni che permettano di ottenere le migliori prestazioni contenendo i costi relativi alle apparecchiature. Parlando, quindi, di sottostazioni elettriche, si fa riferimento a una serie di componenti come sezionatori, interruttori, trasformatori di misura, trasformatori di potenza. La soluzione maggiormente adottata, fino a pochi anni fa, era quella con l'impiego di tecnologie che sfruttavano l'aria come mezzo isolante. L'utilizzo di questo materiale come isolante, permette di costruire apparecchiature economiche, ma dalle prestazioni tutt'ora limitate. Per l'interruzione delle correnti di guasto, invece, sono stati largamente usati interruttori in olio. L'utilizzo di tali interruttori, però, comporta problemi di gestione del volume d'olio (rischio di perdite, elevata manutenzione del sistema idraulico) e porta ad un rischio di esplosione in caso di surriscaldamenti. Già da svariati anni si è passati da questo tipo di interruttori isolati in olio, a dispositivi con camera di interruzione isolata in gas SF₆. In tal modo si sono migliorate notevolmente le prestazioni di interruzione. Il gas SF₆, infatti, può sopportare maggiori pressioni, aumentando, quindi, le proprietà dielettriche. Anche il problema del riscaldamento viene limitato, in quanto, essendo l'esafioruro di zolfo un gas inerte, non si ha il rischio di esplosioni dovute all'eventuale combustione del mezzo dielettrico. Per quanto riguarda, invece, i componenti che devono garantire il sezionamento dell'impianto, si evidenzia il problema del notevole spazio occupato. L'aria, infatti, ha proprietà dielettriche piuttosto limitate, e dunque le distanze da garantire sono notevoli. Questo problema è poi particolarmente evidente all'elevarsi della tensione di esercizio. Per questo motivo sono stati sviluppati prodotti che utilizzano il gas SF₆ per ogni funzione, dall'interruzione all'isolamento. In questo modo si hanno due benefici: da una parte un aumento delle prestazioni ottenibili dalle apparecchiature, migliorando anche la sicurezza; dall'altro una diminuzione degli spazi impegnati a parità di prestazioni di isolamento. A metà fra queste due opzioni esistono prodotti chiamati "ibridi" che uniscono il concetto di un unico ambiente in cui sono posti i

componenti (come in aria) all'utilizzo di componenti segregati in comparti appositi, caso tipico dell'interruttore.

Questo lavoro di tesi è nato grazie alla volontà di ABB Adda, produttrice di moduli ibridi, di valutare la convenienza economica di questi ultimi e confrontare come le varie soluzioni per sottostazione possono essere impiegate in base al sito d'installazione. L'azienda ha anche messo a disposizione un software di analisi di affidabilità per sottostazioni, SUBREL. L'utilizzo di questo software ha comportato un'attività preliminare di ricerca di dati statistici sull'affidabilità delle apparecchiature. Tale ricerca si è svolta principalmente avendo come fonte i report Cigré (International Council on Large Electric Systems), da cui sono stati estrapolati i dati necessari all'analisi.

La tesi si prefigge lo scopo di effettuare una valutazione tecnico-economica di queste varie soluzioni per sottostazioni elettriche. Si partirà da una visione dei metodi d'installazione delle varie sottostazioni, proseguendo per un'analisi di affidabilità di queste ultime. Da ciò ne deriverà un'analisi economica effettuata per poter individuare quali mercati sono più favorevoli ai vari prodotti e per quali ragioni. Verranno analizzate, in seguito, le varie possibili configurazioni di sottostazione.

L'ultimo capitolo tratterà l'analisi di soluzioni innovative per sottostazioni, in particolare l'installazione di moduli compatti preassemblati. Tali moduli costituiscono sottostazioni complete mobili e sono già state installate in Algeria per la connessione alla rete di impianti di produzione che sfruttano piccoli giacimenti di gas. La necessità è, quindi, quella di avere una sottostazione che possa facilmente essere trasferita a seguito dell'esaurirsi del giacimento. Lo scopo di quest'ultimo capitolo è quello di valutare la possibilità di estendere l'impiego di tali moduli anche in sostituzione delle convenzionali sottostazioni. La peculiarità di questa soluzione è la rapidità di installazione, e l'analisi economica verterà principalmente su questo punto, ossia come possa il tempo d'installazione incidere sul costo finale della sottostazione.

Attualmente il portfolio ABB Adda per i moduli ibridi si estende dal livello di tensione nominale pari a 72 kV, fino al livello di tensione di 420 kV.

1 TECNOLOGIE CONSIDERATE

1.1 AIS: Air Insulated Substation



Figura 1-1: LTB (Live Tank Breaker) 145 kV

La soluzione che verrà descritta è quella con uso di tradizionale tecnologia in aria. Tale tecnologia è largamente in uso nelle sottostazioni elettriche e presenta come principale caratteristica il fatto di garantire l'isolamento delle parti attive attraverso l'aria.

1.1.1 COMPONENTI

I componenti in aria presentano il vantaggio di avere un prezzo relativamente basso poiché hanno costi di produzione e costi dei materiali ridotti. Inoltre, essendo una tecnologia già in uso da tempo, presenta una grande disponibilità sul mercato. In questo tipo di tecnologia, l'isolamento delle parti attive avviene tramite aria, con tutti i problemi ad essa connessi. Si possono avere problemi di tenuta dielettrica poiché le caratteristiche isolanti dell'aria variano a seconda del meteo, della temperatura e anche del sito in cui avviene l'installazione della sottostazione. Per esempio, in caso di installazione vicina al mare, si ha la presenza di sale, acqua e altri agenti che portano problemi di corrosione e si depositano sui conduttori riducendo la distanza fra le parti attive. Se questa distanza si riduce troppo, si possono manifestare archi elettrici che causano interruzione dell'alimentazione e stress sui dispositivi di interruzione.

1.1.2 MANUTENZIONE

Il maggiore problema causato dall'impiego di dispositivi in aria si ha per quanto riguarda la manutenzione dei sezionatori poiché, per garantire la capacità d'isolamento, devono essere puliti ogni due anni circa. Questa operazione dev'essere effettuata interrompendo l'alimentazione, e questo causa un fuori servizio per le linee e i carichi alimentati durante tutto il tempo di manutenzione. L'alta frequenza con cui deve avvenire questa operazione è causata dal tipo di tecnologia impiegata, poiché in caso di aria inquinata si hanno depositi di materiale sui contatti che vanno a ridurre la distanza d'isolamento aumentando il rischio di scariche elettriche.

1.1.3 LAVORI CIVILI

I componenti in aria occupano uno spazio elevato, che aumenta al crescere della tensione nominale, poiché necessitano di distanze di isolamento maggiori per tensioni maggiori. Generalmente l'aria presenta una tenuta dielettrica di circa 3-4 kV/cm, quindi in applicazioni per alta tensione, (per esempio 145 kV), necessita di una distanza di 45 cm fra le parti che si vogliono isolare [1]. Per applicazioni a 420 kV questo valore cresce fino a 120 cm e presenta un grande problema per lo spazio occupato dalle apparecchiature. Con queste necessità, la stazione ha bisogno di un elevato spazio che dovrà, quindi, essere acquistato, disboscato e livellato, andando ad aumentare il costo di ruspe, gru, e operai che dovranno eseguire le operazioni.

1.1.4 INGEGNERIA e COMMISSIONING

La progettazione dell'intera sottostazione richiede notevole impiego di tempo poiché bisogna valutare molti elementi che dovranno essere acquistati, posizionati e collegati. Alla fine del montaggio sarà necessario effettuare tutte le prove dielettriche e di funzionamento sull'intera sottostazione.



Figura 1-2: Sezionatore trifase con lame di terra (145 kV)

1.2 GIS: Gas Insulated Switchgear



Figura 1-3: modulo GIS (145 kV)

La soluzione GIS (Figura 1-3) presenta componenti isolati in gas SF₆ e posti in ambiente separato. Ogni componente è compartimentato e l'isolamento è garantito dalla presenza di gas SF₆ in pressione.

1.4.1 COMPONENTI

I componenti GIS presentano il prezzo più elevato rispetto agli altri prodotti AT presenti sul mercato, e questo avviene per varie ragioni:

- i componenti sono completamente isolati in SF₆ e ognuno è compartimentato;
- a parità di configurazione hanno più componenti rispetto al PASS (soluzione ibrida che verrà esposta in seguito) per la necessità di comparti;
- rispetto al modulo MOH (esposto in seguito) richiedono più tempo di assemblaggio e test poiché la sottostazione viene montata in sito e non in fabbrica.

Per quanto riguarda lo spazio occupato si può considerare simile a quello impegnato dalla sottostazione con moduli PASS. Solitamente si tratta di apparecchiature progettate per l'installazione indoor, quindi oltre al costo delle apparecchiature bisognerà considerare anche quello dell'edificio (solitamente in materiale prefabbricato) necessario a contenerle.

1.4.2 MANUTENZIONE

Dal punto di vista dell'affidabilità, la sottostazione GIS presenta il tasso di guasto più basso (a parità di configurazione) rispetto a PASS e aria. Questo perché:

- l'installazione indoor permette grossi vantaggi in termini di affidabilità, in quanto il rapporto tra guasti su apparecchiature GIS indoor/outdoor è circa pari a 1:1.5, mentre per sottostazioni in aria si arriva a 1:19;
- la compartimentazione permette, in caso di guasto, di poter effettuare manutenzione isolando il componente guasto;
- in alcuni casi la struttura fortemente integrata può presentare problemi in caso di sostituzione di alcuni particolari componenti, e quindi andare ad impattare sul tempo di fuori servizio.

1.4.3 LAVORI CIVILI

Come già specificato, la sottostazione GIS occupa circa lo stesso spazio della sottostazione realizzata mediante moduli PASS. In aggiunta bisogna prevedere un edificio supplementare nel quale contenere tutta la sottostazione. Tuttavia, per particolari configurazioni (ad H, un interruttore e mezzo, Figura 1-4) la soluzione GIS risulta più compatta di quella con moduli PASS e si può facilmente adattare a spazi più limitati. Soprattutto in caso di installazioni urbane, la soluzione GIS riduce lo spazio necessario, in particolare per quanto riguarda gli arrivi e le partenze delle linee poiché si ha la possibilità di utilizzare uscite in cavo che permettono un'integrazione anche in un contesto urbano.

1.4.4 INGEGNERIA e COMMISSIONING

Il tempo di ingegneria è approssimabile a quello del PASS e verrà specificato in seguito. Per quanto riguarda la fase di test e la messa in servizio si ha un tempo maggiore di quello del modulo PASS ma minore di quello della sottostazione in aria. Questo avviene perché la sottostazione GIS viene montata in sito quindi necessita di test in alta tensione successivi alla completa installazione.

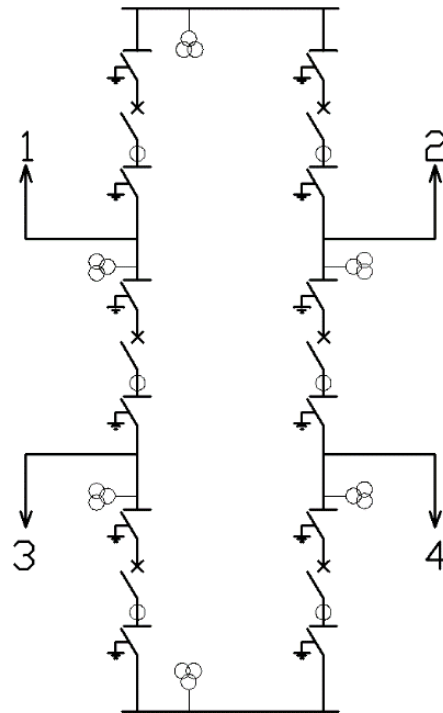


Figura 1-4: configurazione un interruttore e mezzo

Nel seguito di questa tesi non verrà trattata in modo esaustivo la comparazione economica della soluzione GIS, in quanto la necessità di avere un edificio nel quale posizionare la sottostazione rende fortemente variabile il costo totale dell'opera. Verranno, quindi, fatti accenni per dare un'ordine di grandezza del costo di questo tipo di installazione, senza scendere eccessivamente in dettaglio.

1.3 PASS: Plug And Switch System



Figura 1-5: modulo PASS MO (150 kV)

La soluzione che verrà presentata in questo paragrafo è una soluzione ibrida fra le tradizionali soluzioni in aria e quelli completamente isolate in gas SF₆. Il modulo PASS, infatti presenta, solitamente, connessione tramite isolatori isolati in aria, mentre, all'interno del modulo, l'isolamento è garantito da gas SF₆ in pressione. A differenza della soluzione GIS, i componenti sono posti in un unico comparto gas e per tale motivo la soluzione viene solitamente definita ibrida.

2.1.1 COMPONENTI

I componenti del modulo PASS (esempio in Figura 1-5) presentano un costo più elevato rispetto ai componenti in aria perché l'isolamento delle parti attive è garantito dal gas SF₆ in pressione. La realizzazione di un involucro e l'installazione di componenti per la gestione del gas vanno ad aumentare il costo dei componenti. Diventa, quindi, necessario posizionare tutti gli elementi all'interno di un comparto gas che deve garantire la tenuta della pressione e impedire perdite di gas verso l'esterno. Le prestazioni dielettriche dell'SF₆ aumentano al crescere della pressione quindi i componenti possono avere dimensioni ridotte rispetto ai prodotti in aria.

2.1.2 MANUTENZIONE

Il tasso di guasto del PASS (e in generale dei componenti in SF6) è ridotto rispetto ai componenti in aria ma il notevole vantaggio lo si può trovare nella manutenzione dei sezionatori. Essendo posti in un comparto gas isolato dall'ambiente esterno, i sezionatori in SF6 non necessitano di pulizia e non sono influenzati dalle condizioni d'installazione. Essendo un modulo compatto e isolato dall'ambiente esterno il PASS richiede di effettuare manutenzione con modulo fuori servizio. La frequenza di manutenzione è di circa una volta ogni 15 anni, quindi molto ridotta. Per questa ragione, i moduli PASS sono la soluzione ideale per installazioni in condizioni climatiche estreme, per esempio con temperature molto basse, presenza di acqua, sabbia, sale o situazioni in cui risulta difficile effettuare la corretta manutenzione per rischi di sicurezza del personale impiegato oppure in sottostazioni difficili da raggiungere (distanze elevate, paesi isolati).

2.1.3 LAVORI CIVILI

Abbiamo già detto come sia notevole la riduzione di spazio del modulo PASS rispetto ai componenti in aria (circa 3 volte più piccolo) quindi, in caso di acquisto del terreno, si ha un forte risparmio economico. Inoltre, per merito della compattezza del modulo, si rendono necessari meno strutture d'acciaio di supporto, fondazioni più piccole, meno costi di livellamento del terreno e il tempo di realizzazione diminuisce, riducendo il costo della manodopera impiegata. La riduzione di tempo d'installazione porta ad una significativa diminuzione del costo iniziale d'investimento, e in alcuni paesi ci possono essere sensibili vantaggi in merito al costo della sicurezza del personale. Tale costo, infatti, dipende dal numero delle persone impiegate e dal tempo d'installazione, e in situazioni ad elevato rischio può impattare fortemente sul costo d'investimento.

2.1.4 INGEGNERIA e COMMISSIONING

Il modulo PASS è notevolmente compatto e può avere diversi layout; è quindi facile da integrare in una sottostazione e ne rende più facile la progettazione, riducendo i costi. Il tempo d'installazione è notevolmente ridotto e può considerarsi attorno ai 2 giorni, mentre per uno stallo equivalente in aria si arriva a circa 9-10 giorni. Un enorme vantaggio è quello del pre-assemblaggio ma soprattutto del pre-test in fabbrica. In questo modo il modulo arriva al sito di installazione già collaudato, e la tenuta dielettrica dei componenti ed il loro corretto funzionamento sono già assicurati. In questo modo non si rende necessario ripetere le prove dopo averlo installato, diminuendo enormemente il costo di messa in servizio della sottostazione.

1.4 M0H: modulo ibrido compatto

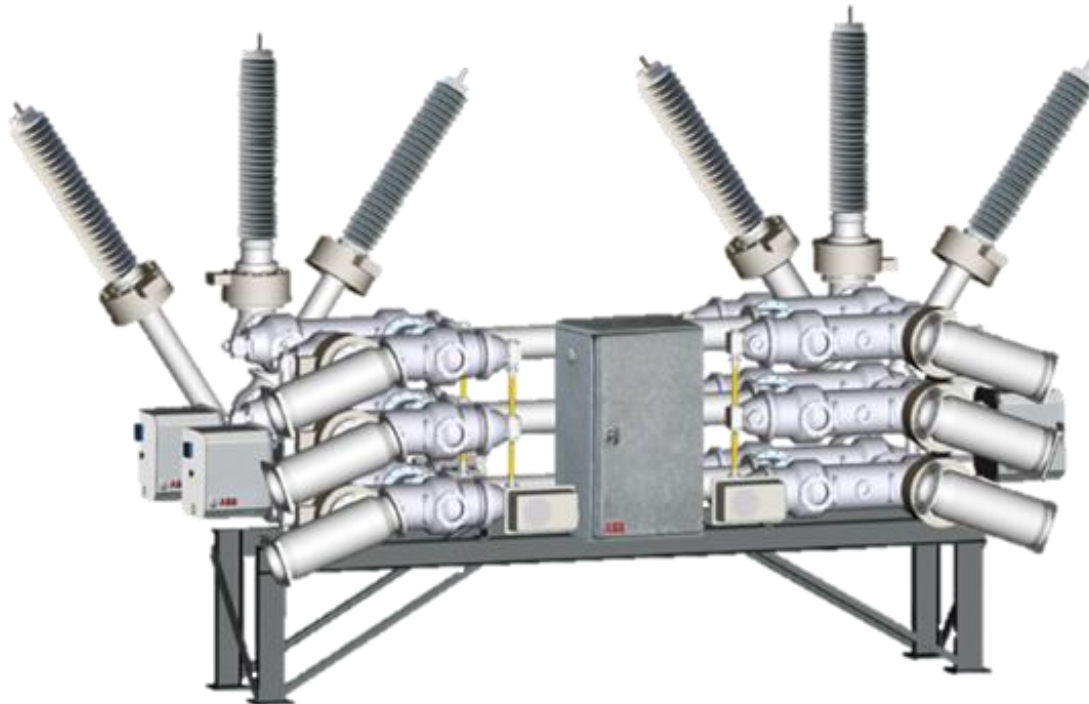


Figura 1-6: modulo M0H4 (150 kV)

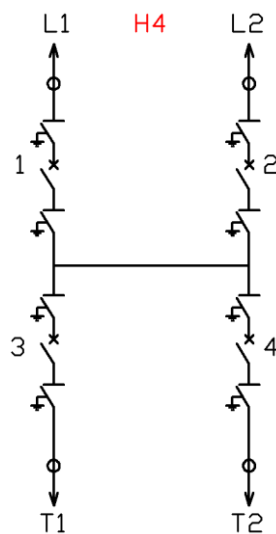


Figura 1-7: schema unifilare modulo M0H4

Il modulo M0H, mostrato in Figura 1-6, è l'insieme di più moduli PASS posizionati in modo da costituire una sottostazione completa pre-assemblata e pretestata. Tali caratteristiche modificheranno i costi e i tempi di installazione e in seguito vedremo nel dettaglio come questo avviene.

1.3.1 COMPONENTI

Il modulo MOH costituisce, sostanzialmente, una sottostazione completa ad H, con un numero variabile di interruttori (in Figura 1-7 esempio di schema unifilare per modulo MOH4). È costituito dall'insieme di più PASS e presenta le seguenti caratteristiche:

- stessa tecnologia dei prodotti PASS in SF6 (interruttori, sezionatori);
- i componenti sono connessi mediante sbarre isolate in gas;
- richiede più tempo di montaggio e test in fabbrica rispetto ad un solo modulo PASS, poiché costituisce l'insieme di un numero di stalli che varia da 3 a 5;
- richiede un tempo di installazione inferiore a quelle delle soluzioni finora esposte (aria, GIS, moduli PASS).

Per questa serie di motivi, il costo del modulo è maggiore del costo dei soli componenti di una sottostazione equivalente ma isolata in aria, o composta da moduli PASS e sbarre in aria. A fronte di ciò presenta una enorme riduzione dello spazio impegnato, che può arrivare fino all'80-90% nel caso di una sottostazione ad H con 5 interruttori con tecnologia in aria e al 50-60% per la stessa soluzione composta da moduli PASS. Altra peculiarità, oltre all'elevata compattezza e affidabilità, è il fatto di poter avere una sottostazione completa (ad esclusione dei trasformatori) completamente assemblata in fabbrica e che dev'essere solamente posizionata in sito e connessa ai terminali di arrivo delle linee. In questo modo il tempo di installazione viene ridotto a circa 3 giorni per tutta la sottostazione (esclusi sempre i trasformatori), e il tempo di messa in servizio (e quindi di prove) viene praticamente annullato. Questo porta ad avere un tempo totale per l'installazione di molto inferiore a quello occorrente per l'installazione di soluzioni in aria o con moduli PASS. Possono, inoltre, essere installati VT (Voltage Transformer) sezionabili che possono, all'occorrenza, essere scollegati dal modulo per ripetere le prove dielettriche. Tutto questo può avvenire senza svuotare il comparto gas del VT e quindi riducendo notevolmente il tempo di intervento.

1.3.2 MANUTENZIONE

Il tasso di guasto considerato per il modulo MOH può essere equiparato a quello del modulo PASS poiché si ha lo stesso tipo di tecnologia oppure, come verrà spiegato in dettaglio più avanti, per particolari casi di layout viene considerato come quello di un modulo GIS. Il modulo è costituito in modo che ogni polo di interruttore, e i sezionatori ad esso connessi, possano essere svuotati del gas, rimossi e sostituiti mantenendo in servizio il resto della sottostazione. La differenza è data dalla presenza o meno di comparti gas. Un modulo posto in un unico

comparto è assimilabile ad un PASS; se ogni componente è posto in involucro segregato si ha, di fatto, una struttura equiparabile, in termini di affidabilità, a quella di un modulo GIS.

1.3.3 LAVORI CIVILI

Come già descritto, il modulo MOH richiede lavori civili veramente ridotti poiché viene montato su supporti appositi che permettono, come verrà visto in dettagli, di posizionare il modulo su una singola fondazione di cemento senza eseguire altre opere. Il modulo è provvisto di una struttura di supporto autonoma con la quale è possibile il trasporto in sito attraverso l'uso di un normale camion con rimorchio. Altro vantaggio è, quindi, la possibilità di poter spostare l'intera sottostazione velocemente e in modo relativamente semplice. In caso di installazioni temporanee questa soluzione permette di evitare costose fondazioni che si renderebbero inutilizzabili a seguito della rimozione delle apparecchiature.

1.3.4 INGEGNERIA e COMMISSIONING

La soluzione con modulo MOH si presenta notevolmente competitiva in caso di installazioni in zone ad alto rischio dove il tempo impiegato per la costruzione della sottostazione va ad impattare fortemente sul costo totale dell'investimento.



Figura 1-8: modulo PASS MOH3

Da qui in seguito verrà indicata come PASS la soluzione con moduli separati e con MOH la soluzione in unico modulo.

2 COMPARAZIONE TECNICA

Per poter valutare la convenienza economica dell'uso di una delle tecnologie illustrate, si è scelto di considerare prodotti con le stesse prestazioni tecniche. Si è stabilito di valutare una configurazione ad H con 5 interruttori e con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 145 kV, la scelta è stata fatta su un valore intermedi di alta tensione che presenta un elevato numero di applicazione. È inoltre un livello di tensione abbastanza comune per la trasmissione di energia, che richiede un'elevata affidabilità e un'elevata continuità di servizio.
- Potere di interruzione: 31.5 kA, I PASS di ABB possono interrompere fino a 63 kA ma è stato scelto un livello intermedio di questo parametro.
- Corrente nominale: 2000 A, è stato fissato questo valore per poter comparare il costo dei prodotti.
- Sottostazione con sistema a singola sbarra.

Tutte le soluzioni che verranno considerate, dunque, anche se eseguite con diverse tecnologie sono equiparabili dal punto di vista tecnico. Tutti i prodotti (interruttori in aria, PASS, MOH e GIS) usati per alimentare la sottostazione eseguiranno le operazioni richieste con le stesse prestazioni (interruzione di correnti, sezionamento...).

Ci saranno differenze per quanto riguarda:

- costo dell'installazione, inteso come intero costo della sottostazione ultimata e connessa alla rete;
- qualità della fornitura (fuori servizio in termini di durata e frequenza): ogni tecnologia presenta differenze per quanto riguarda il fuori servizio in termini di durata e frequenza e in questo studio verrà mostrato quali siano le tecnologie più affidabili.
- manutenzione (durata e frequenza): come già detto, ogni tecnologia utilizzata richiedere manutenzione diversa in termini di durata e frequenza e questo andrà a pesare sul tempo totale di fuori servizio.

2.1 COSTITUZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE

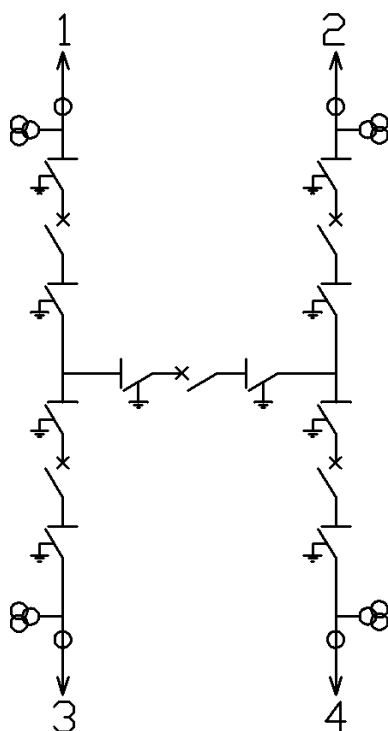


Figura 2-1: configurazione ad H

La configurazione ad H mostrata in Figura 2-1, preleva l'alimentazione da 2 linee e permette di alimentarne altre 2. In caso di fuori servizio di una linea in arrivo (per esempio la 1), quelle in partenza (3 e 4) possono essere alimentate dall'altra linea in arrivo (la numero 2). In ogni momento l'alimentazione delle linee 3 e 4 può avvenire in modo indipendente, oppure il gestore di rete può alimentarle nel modo che ritiene più corretto. In Figura 2-2 si possono vedere alcuni tipici esempi di alimentazione:

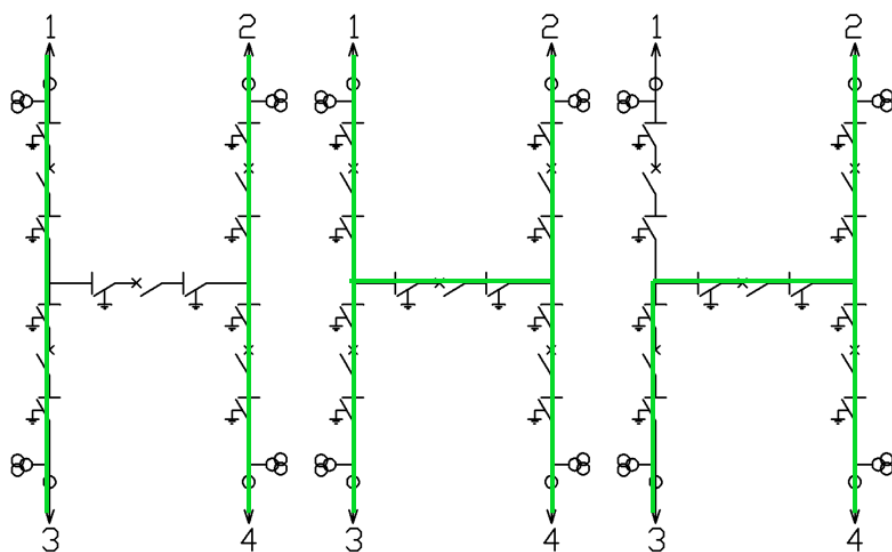


Figura 2-2: esempi di alimentazione per configurazione ad H

2.1.1 AREA OCCUPATA

Si notano notevoli differenze nello spazio occupato per le tecnologie considerate come si vede in Figura 2-3:

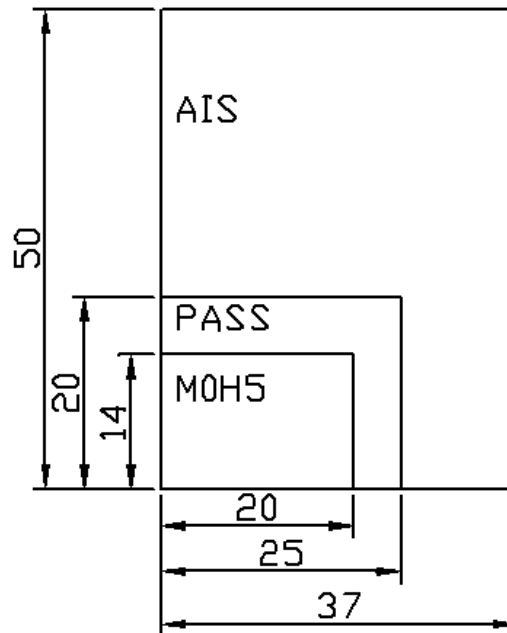


Figura 2-3: area occupata

Tutti i valori considerati sono in metri.

AIS vs PASS:	+ 70 %
AIS vs MOH5:	+ 85%
PASS vs MOH5:	+60%

Con un così ridotto spazio occupato, le tecnologie in SF6 permettono un forte risparmio economico per installazioni in zone in cui il costo del terreno è elevato.

È importante notare che la distanza di isolamento (per le sottostazioni in aria) dipende fortemente dalla tensione nominale per la quale è progettata la sottostazione. Se questo valore aumenta, allora cresce anche lo spazio occupato dalla sottostazione in aria, a causa della bassa rigidità dielettrica dell'aria. Utilizzando un modulo PASS, invece, grazie al gas in pressione, l'aumento di spazio risulta più contenuto all'aumentare del livello di tensione considerato. Non è comunque possibile ridurre troppo lo spazio occupato dalla sottostazione con moduli PASS, poiché sono sempre necessarie le sbarre in aria per collegarli. Lo spazio occupato è un parametro importante di cui tenere conto, perché si possono avere situazioni in cui un elevato costo del terreno pesa significativamente sul costo dell'investimento per la costruzione della sottostazione. Nella seguente tabella andremo a comparare lo spazio impegnato da uno stallo

in aria (Sezionatore + Interruttore + trasformatore di corrente + Sezionatore) con uno stallo equivalente ma costituito da un modulo PASS. Tale confronto verrà eseguito per tensioni nominali pari a 145 e 245 kV. Non è stato comparato anche il modulo MOH perché non attualmente disponibile per il livello di tensione a 245 kV.

Tabella 2-1: comparazione delle dimensioni

	145 kV	245 kV
AIS	500 m ²	986 m ²
PASS	141 m ²	278 m ²
AIS vs PASS	+ 359 m ²	+ 708 m ²

Lo spazio risparmiato è di circa il 60% per quanto riguarda l'installazione di un singolo stallo con modulo PASS rispetto all'aria ma in valore assoluto lo spazio risparmiato raddoppia, passando da un valore di tensione nominale di 145 kV ad un valore di 245 kV. Tale area arriva ad essere pari a 700 m² ed è facile intuire come possa rappresentare un notevole risparmio economico in caso di elevato costo del terreno. In caso di installazione di più stalli tale parametro assume ancora più importanza. In Figura 2-4 si può vedere come è composta la sottostazione con tecnologia AIS, PASS, e MOH.

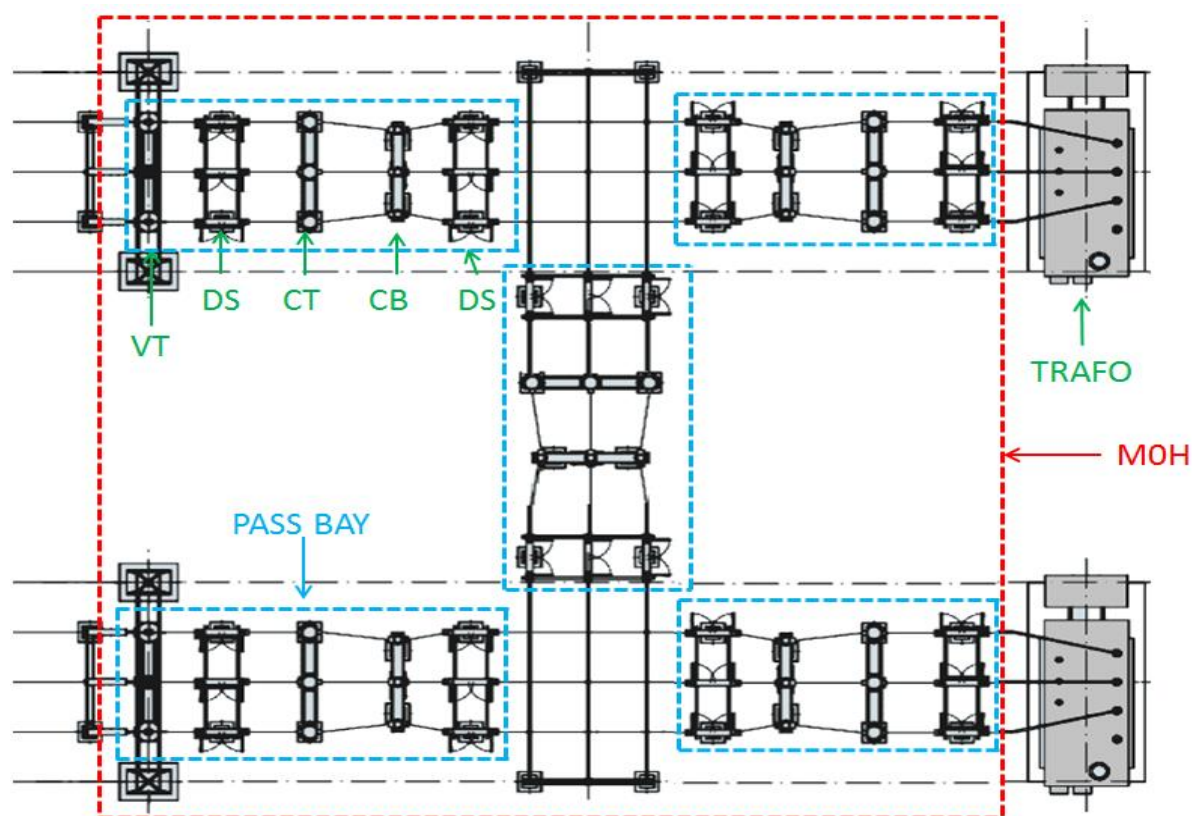


Figura 2-4: composizione della sottostazione

Si può notare come la sottostazione in aria presenti un elevato numero di singoli componenti (5 per ogni stallo, ognuno con 3 fasi separate e in aggiunta 2 sistemi di sbarre) mentre con moduli PASS si riesce a compattare il tutto con 1 solo modulo per stallo più due sistemi di sbarre. In ultimo, con il modulo MOH, si può creare la sottostazione utilizzando 1 solo modulo e riducendo quindi spazi, tempi e costi di installazione.

2.1.2 LAVORI CIVILI E STRUTTURE

2.1.2.1 Strutture d'acciaio e fondazioni

La composizione dello stallo in aria è la seguente:

- 2 Sezionatori(DS) (+ Lame di terra (ES));
- 1 Interruttore (CB);
- 1 trasformatore di corrente (CT);
- 1 trasformatore di tensione (VT);

Il posizionamento avviene come in Figura 2-5, tutti i componenti sono trifase.

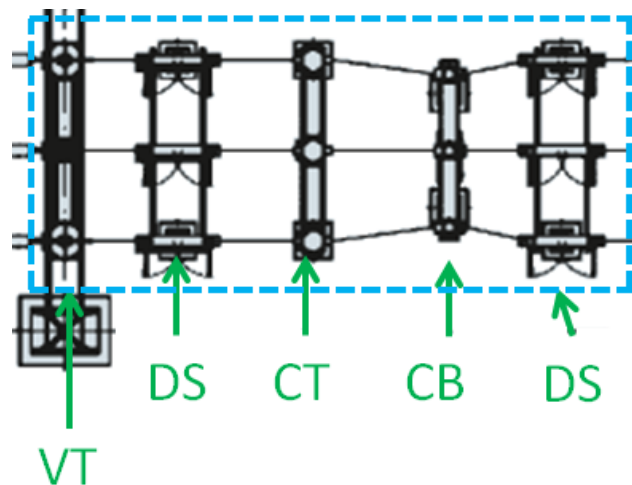


Figura 2-5: stallo PASS

Il modulo PASS contiene tutti questi componenti in un solo modulo e con una struttura con fasi segregate. Con questo modulo è possibile:

- Evitare di dover costruire ampie e svariate fondazioni; per il modulo PASS è necessaria una sola fondazione e la dimensione totale è minore di quella necessaria per i componenti in aria;
- Si installa una sola struttura di acciaio che supporta il modulo, mentre in aria è necessario avere una struttura per ogni componente e talvolta anche per ogni fase (come nel caso dei CT).



Figura 2-6: struttura in acciaio di un interruttore

In Figura 2-6 possiamo vedere la struttura di supporto di un interruttore in aria (LTB, Live Tank Breaker), in questo caso si tratta di una singola struttura per tutte e tre le fasi.

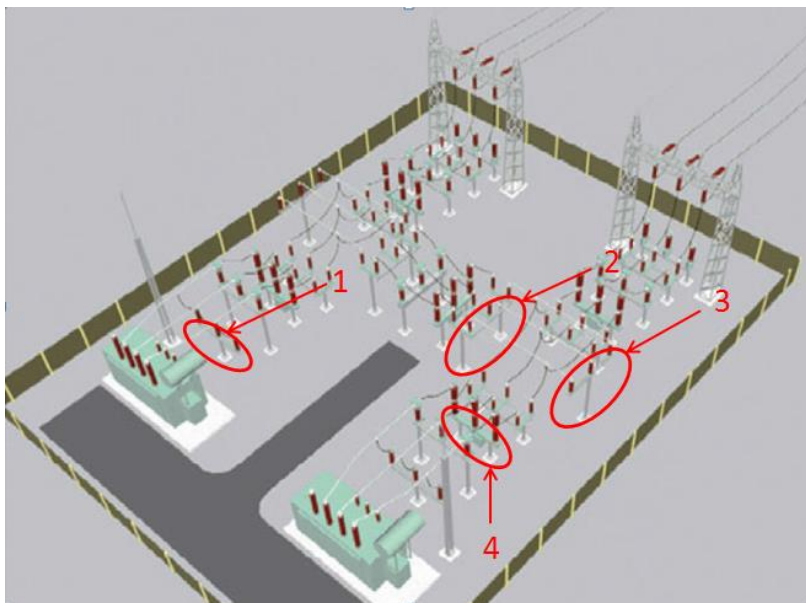


Figura 2-7: strutture d'acciaio e fondazioni per sottostazione in aria

Per meglio evidenziare come la presenza di queste strutture vada ad impattare sul costo totale dell'investimento vogliamo valutare quante sono e dove vengono posizionate.

In Figura 2-7 si può vedere:

- 1: struttura di supporto dei VT;
- 2: struttura di supporto dei DS;
- 3: struttura di supporto del sistema di sbarre;
- 4: struttura di supporto dell'interruttore.

Tutte queste strutture devono essere posizionate su un terreno piano, quindi è necessario eseguire un livellamento dell'area interessata, in seguito viene fatta una fondazione in cemento armato (solitamente con un magrone sotto la fondazione vera e propria). L'insieme di fondazione e struttura deve rispettare anche i criteri sismici imposti dall'area di installazione. Si può notare come queste fondazioni siano estremamente diverse e anche numerose. In fase di progettazione, dunque, bisognerà prevedere in modo molto accurato le aree impegnate dai vari componenti e in fase di costruzione bisognerà effettuare in maniera molto precisa le misurazioni e il posizionamento in modo da evitare mancate corrispondenze.

A seguito di queste considerazioni è facile capire come il costo dell'impianto sia un parametro strettamente collegato all'area impegnata dalla sottostazione.

2.1.2.2 Gru

Per la costruzione della sottostazione è necessario avere una gru per il posizionamento dei componenti. Inoltre dev'essere previsto il noleggio di un cestello o altra apparecchiatura idonea ad eseguire lavori in altezza. I componenti AT, infatti, hanno altezze notevoli (tipicamente un LTB può arrivare a misurare circa 5 m in altezza per tensioni fino a 145 kV) e devono essere utilizzati i mezzi idonei per effettuare il posizionamento e per la connessione dei terminali. Il noleggio della gru è necessario per l'intero tempo di costruzione della sottostazione, quindi in caso di sottostazioni in aria pari a circa 9 giorni per stallo, mentre per il PASS attorno ai 2 giorni per stallo. Per il PASS il tempo è molto ridotto perché il tempo di scarico del modulo, di posizionamento e di connessione alle sbarre è molto basso. Per il modulo MOH il tempo d'installazione è di 3 giorni, ed il vantaggio è il poter installare tutti gli stalli con un unico modulo (tempi brevi, dunque). Appare chiaro, quindi, che in caso di aumento del numero di stalli, il modulo MOH può apportare significativi vantaggi. Da un minimo di 3 stalli ad un massimo di 5, il modulo MOH ha tempi d'installazione molto ridotti. Inoltre la semplicità della fondazione (unica e più piccola rispetto alla superficie necessaria per aria e PASS) porta ad avere la necessità di un solo piano in cemento che non cambia a seconda della configurazione poiché variano molto poco le dimensioni del modulo MOH in funzione del suo lavoro.

2.1.2.3 Sistema di sbarre

Per connettere gli stalli (da 3 a 5 per la configurazione ad H) è necessario un sistema di sbarre (doppio in caso di configurazione con 5 interruttori) per le soluzioni in aria e con moduli PASS. Queste sbarre introducono un tasso di guasto aggiuntivo. Questo avviene poiché è possibile avere un contatto fra due diverse fasi in caso di caduta di alberi, animali o altro sulle parti attive delle sbarre che possono provocare guasti monofase, trifase o fase-fase. Per la sottostazione in aria questo introduce solo un tasso di guasto aggiuntivo (è già possibile il guasto trifase). Per quanto riguarda i moduli PASS, la presenza di sbarre in aria introduce proprio la possibilità di guasto trifase, cosa che è impossibile avvenga con il modulo PASS, poiché si tratta di una struttura con fasi segregate in comparti gas separati. Per il modulo MOH il grande vantaggio di avere le sbarre isolate in aria, rimuove completamente la possibilità di guasto trifase. Allo stesso modo dei componenti attivi (interruttori, sezionatori ecc.) le sbarre sono poste in comparti gas separati per ogni fase. L'isolamento in gas delle sbarre aumenta il costo totale dei componenti AT ma produce un notevole risparmio in termini di costi di interruzione dovuti a guasti. Inoltre il tempo di installazione delle sbarre impatta fortemente sulla durata della costruzione della sottostazione, è infatti stimabile in circa 1.5 giorni per ogni sistema (considerato con sbarre di lunghezza pari a 10 m) e impegna un numero di persone pari a 3. È facile intuire, quindi, come questo vada a pesare sul costo finale dell'installazione e sul tempo totale di montaggio.

2.2 LAYOUT DI SOTTOSTAZIONE

Nelle seguenti pagine vedremo come viene realizzata la configurazione ad H (5 interruttori) per aria, PASS e MOH.

2.2.1 AIS

In Figura 2-8 si può osservare la disposizione dei componenti per una configurazione H5 in aria.

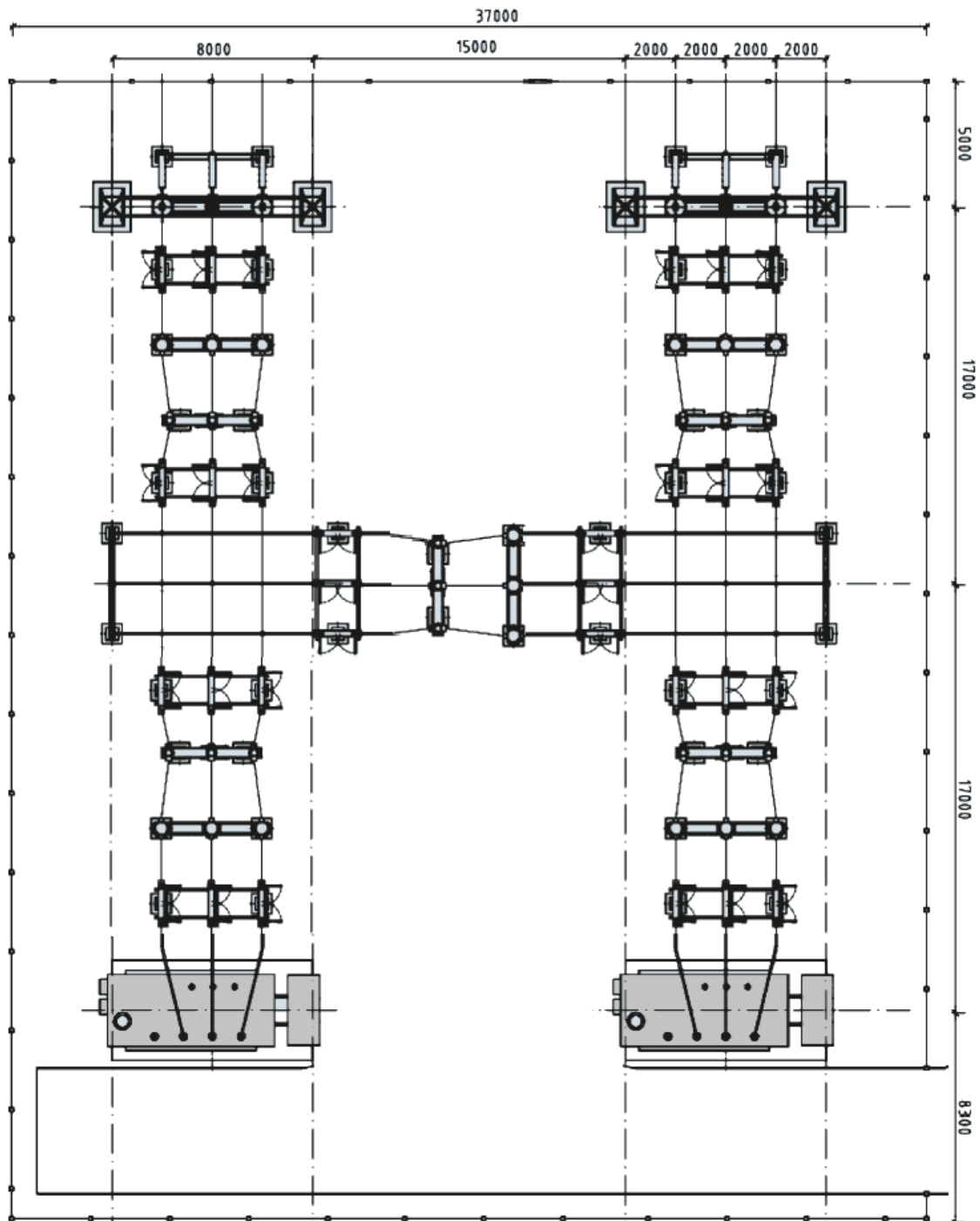


Figura 2-8: sottostazione in aria

2.2.2 PASS

In Figura 2-9 si può osservare un sottostazione con configurazione H5 costituita da 5 moduli PASS.

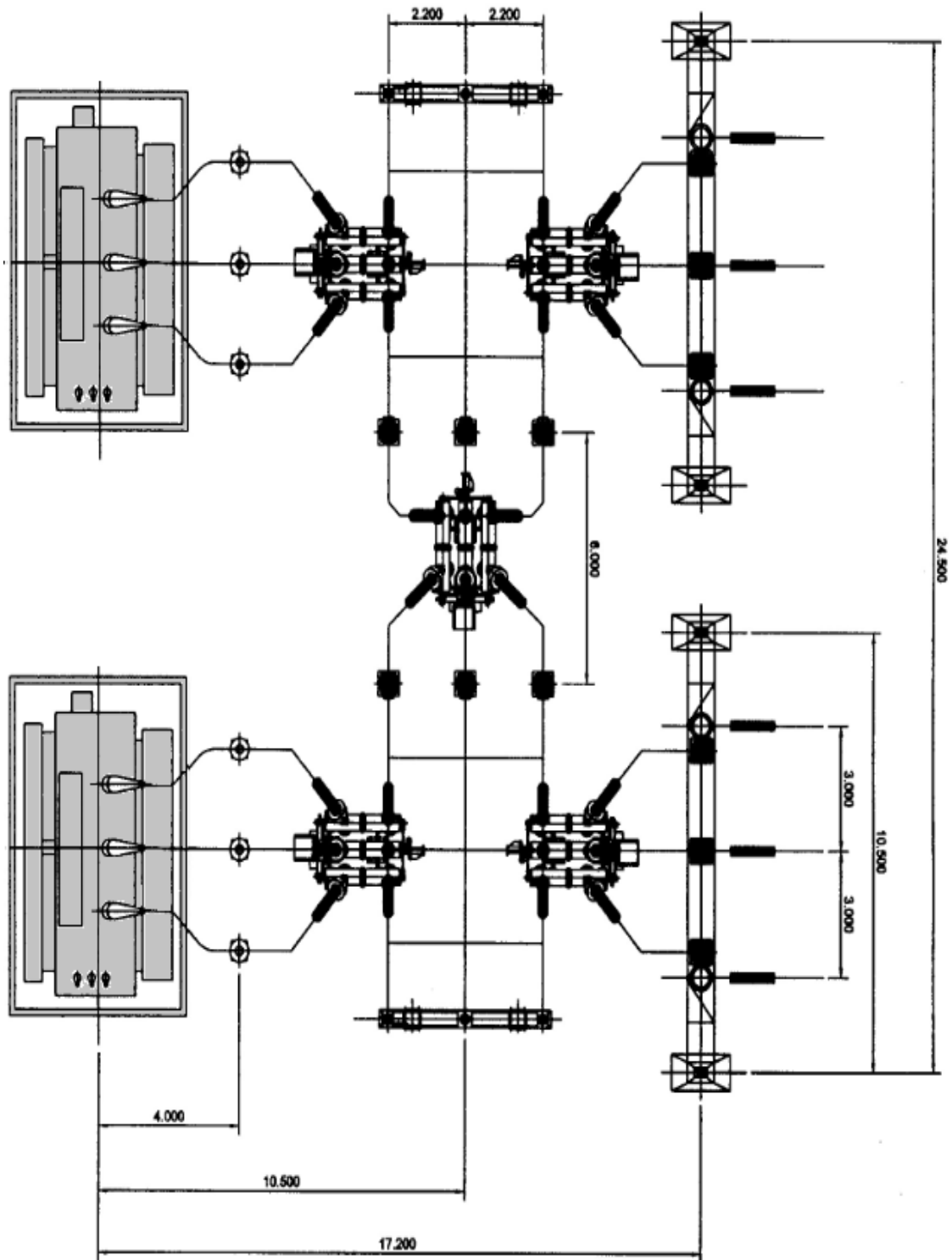


Figura 2-9: sottostazione con moduli PASS

2.2.3 M0H5

In Figura 2-10 si può osservare un sottostazione con configurazione H5 costituita con un solo modulo M0H5:

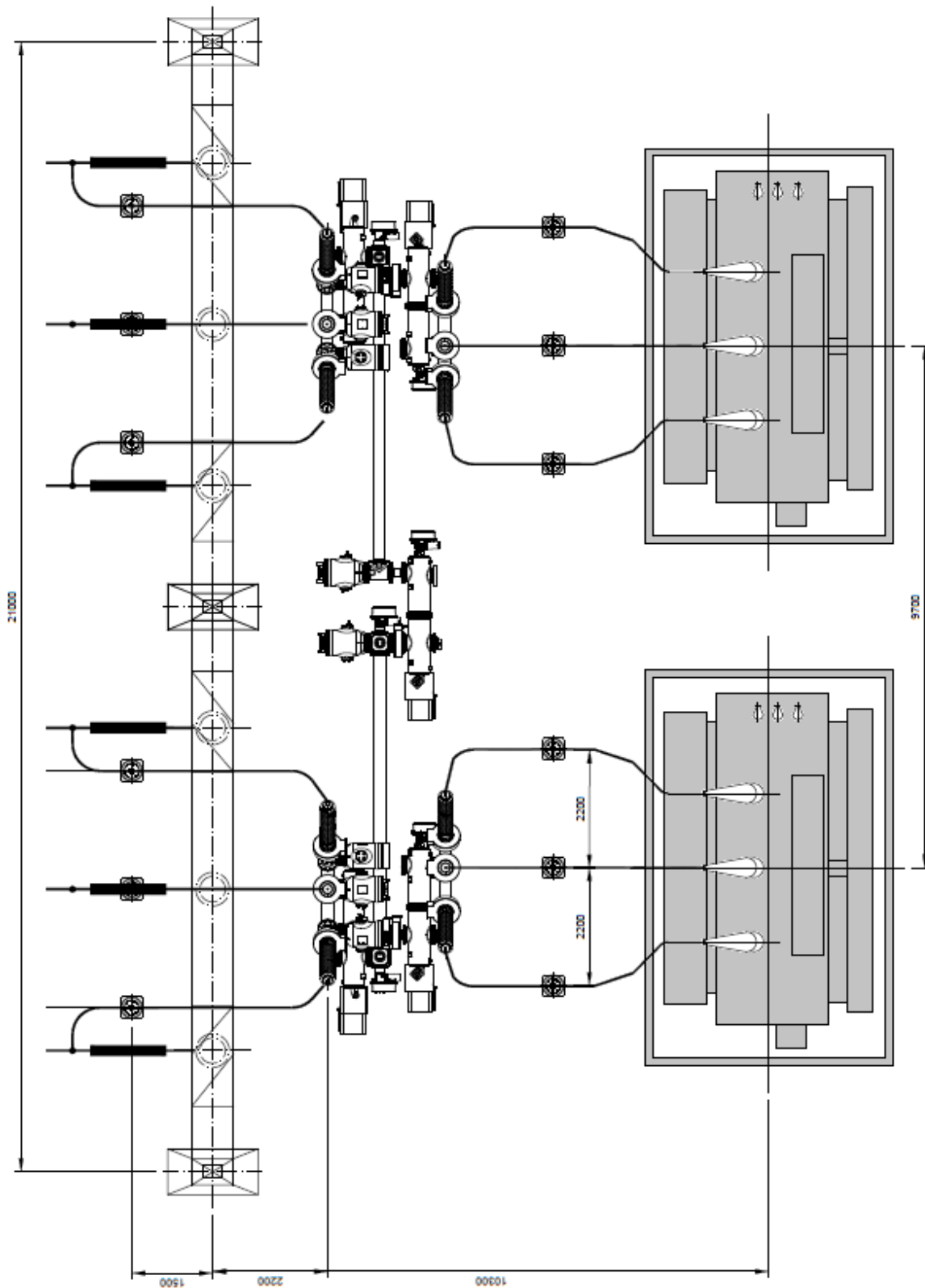


Figura 2-10: sottostazione con modulo M0H5

Nella Figura 2-11 si può osservare una comparazione in 3D delle dimensioni occupate dalla sottostazione con aria e con moduli PASS:

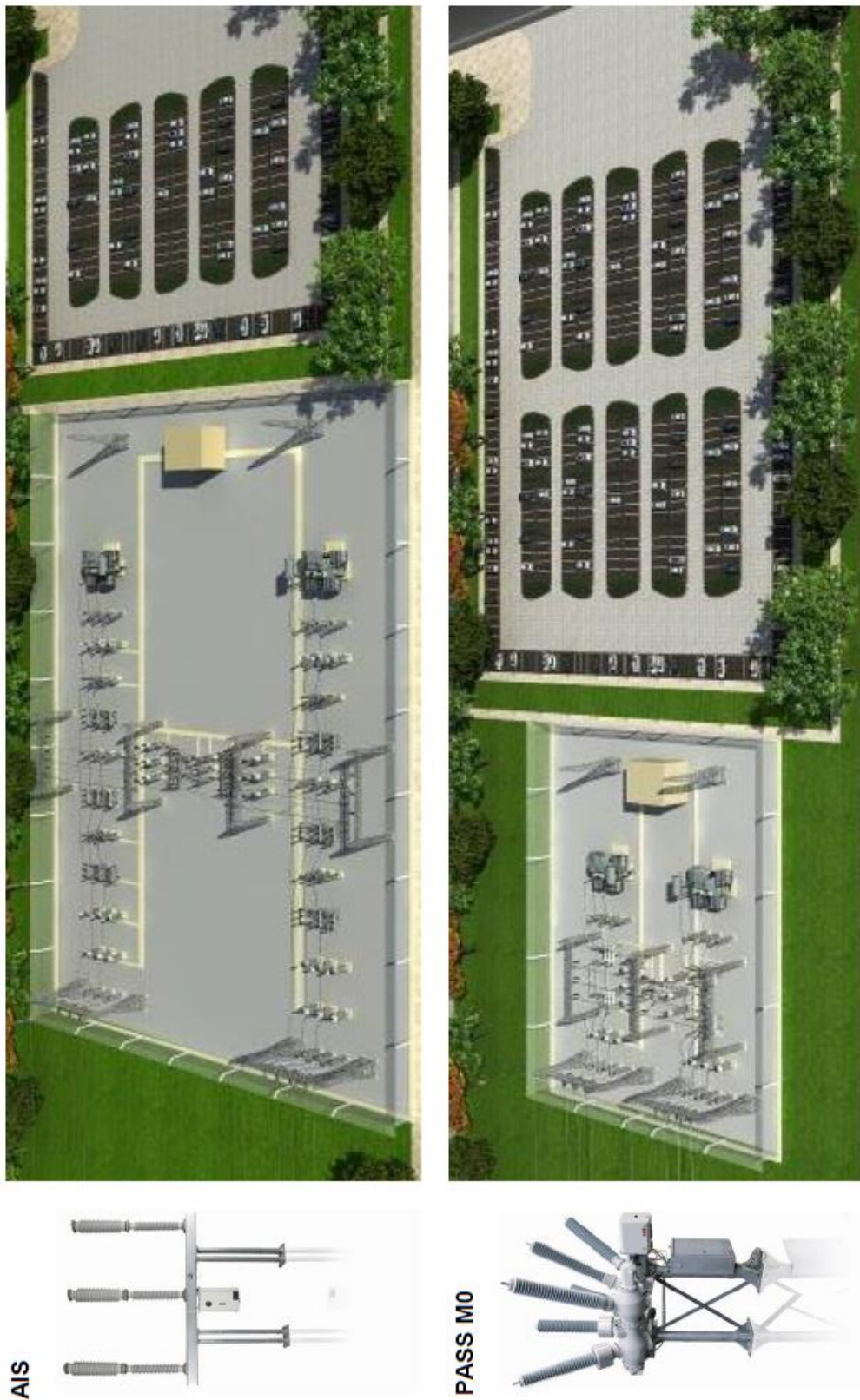


Figura 2-11: comparazione aria-PASS H5 145 kV

Infine, si può vedere in Figura 2-12 come viene realizzata la sottostazione a 145 kV con un modulo M0H4 (con 4 interruttori come riportato nello schema):

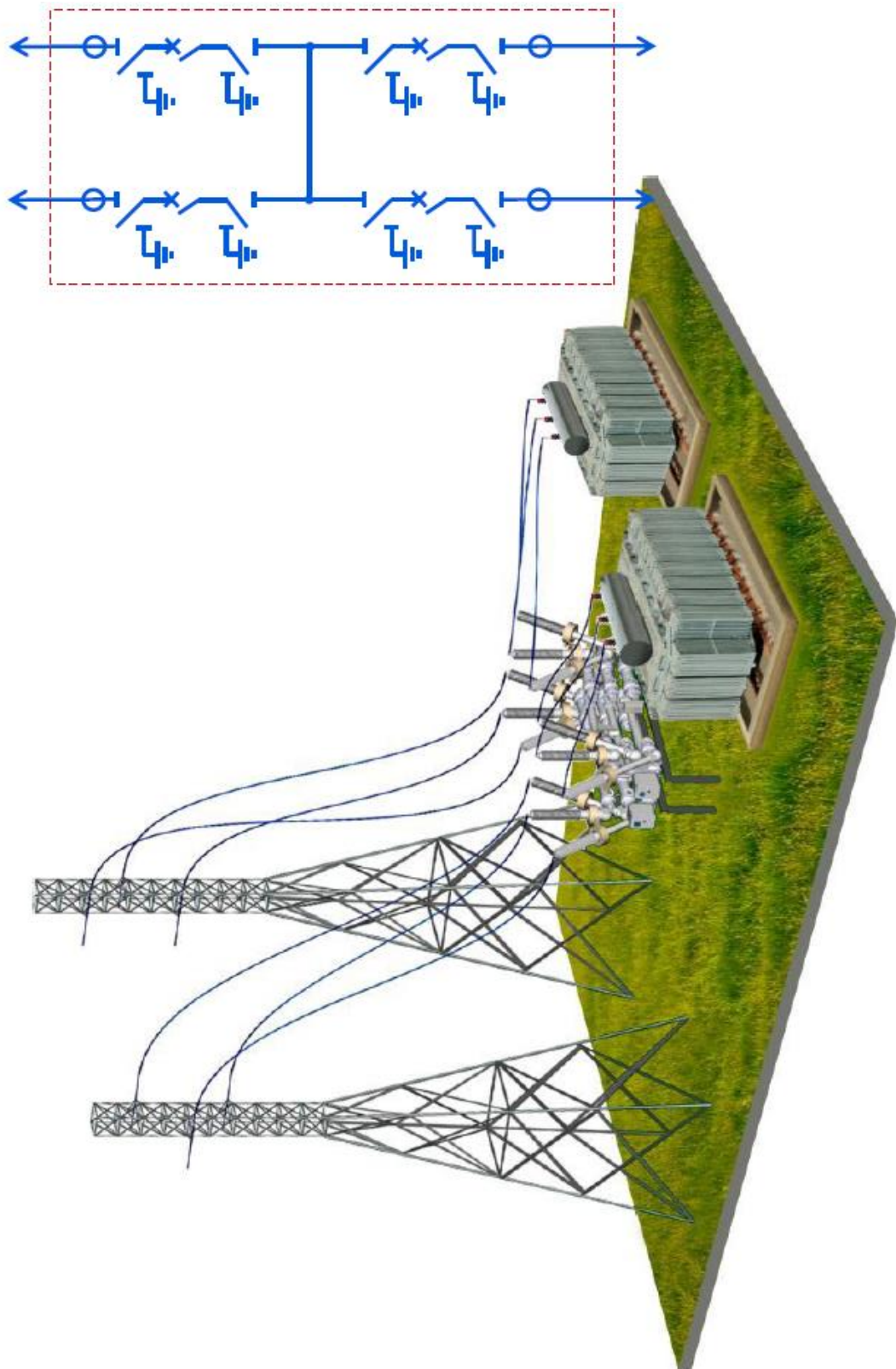


Figura 2-12: sottostazione a 145 kV con M0H4

Nella Figura 2-13 vediamo lo spazio impegnato da una sottostazione con layout ad H (3 interruttori) per livello di tensione pari a 245 kV con aria e PASS:

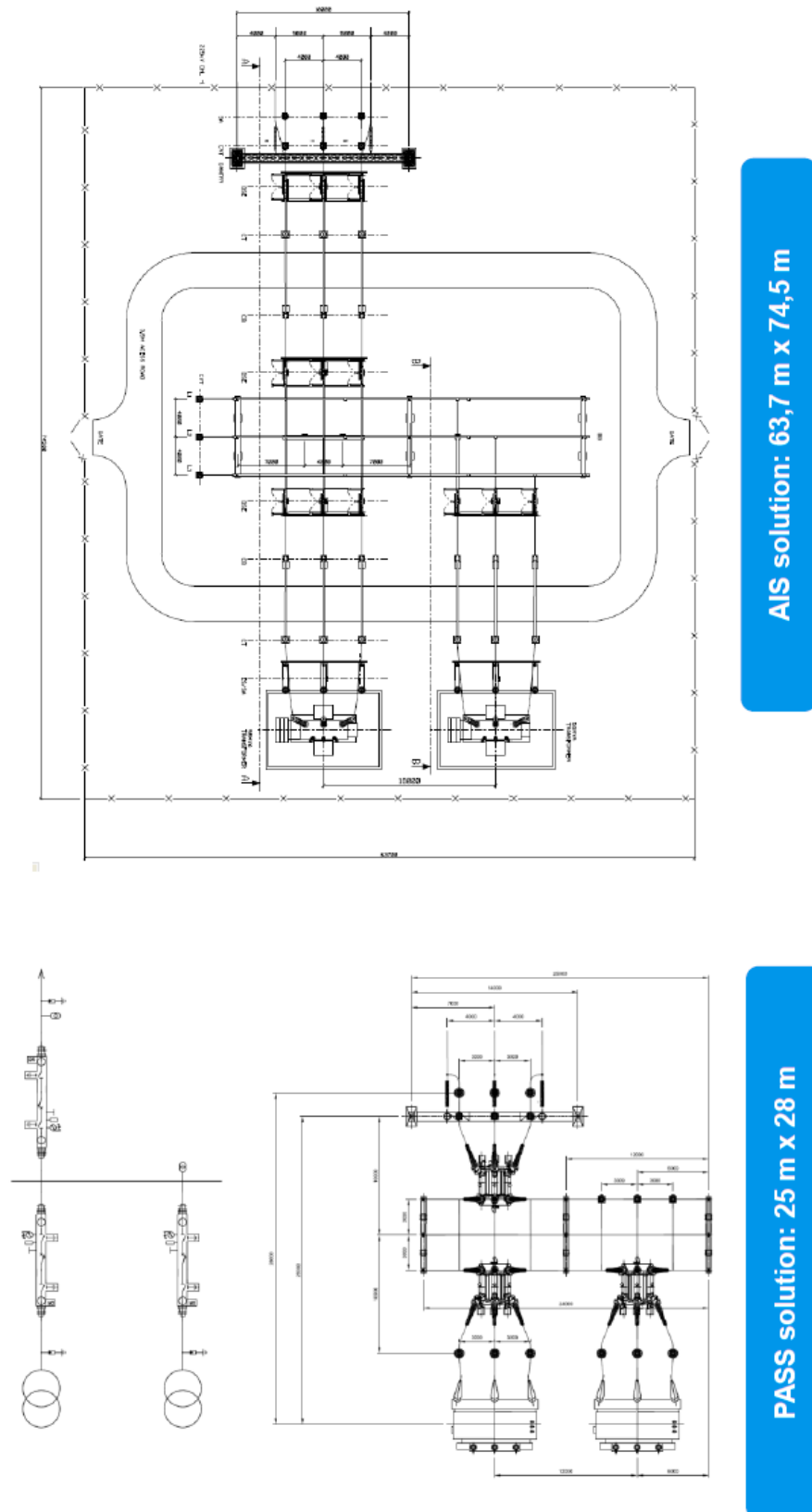


Figura 2-13: comparazione aria-PASS H3 245 kV

3 ANALISI DI AFFIDABILITÀ

3.1 DATI DI AFFIDABILITÀ

Per valutare la frequenza e la durata delle interruzioni e della manutenzione (e di conseguenza i costi associati), è necessario calcolare il tempo totale di fuori servizio per le diverse tecnologie possibili. I dati di fuori servizio provengono da report Cigré ([2], [3], [5], [6]), il quale pubblica i risultati ottenuti da sondaggi effettuati presso i gestori di rete di tutto il mondo. Nel caso specifico si andranno ad estrapolare i dati sui componenti HV disponibili nelle statistiche più recenti. Le categorie in cui il Cigré divide i componenti sono:

- LTB: quindi isolati in aria e con la sola camera di interruzione isolata in SF₆;
- GIS: moduli completamente compartimentati (divisi in trifase e monofase);
- Hybrid module: moduli come il PASS che hanno isolatori in aria e componenti isolati in gas, solitamente in unico comparto.

Il prodotto MOH non presentava statistiche di fuori servizio, essendo un prodotto disponibile da poco tempo sul mercato, e un obiettivo di questa tesi è anche quello di valutare come i dati disponibili possano essere adottati per una stima del fuori servizio. I dati per MOH possono essere valutati in due modi:

- posti uguali a quelli dei moduli PASS in caso di struttura in unico compartimento (resta comunque diverso il tasso di guasto fra le sbarre isolate in aria e le sbarre isolate in gas). Questo è possibile poiché il modulo MOH non è altro che un insieme di moduli PASS, creati quindi con la stessa tecnologia per la camera di interruzione, per i sezionatori e gli strumenti di misura;
- posti uguali a quelli dei moduli GIS in caso la struttura presenti ogni componente compartimentato. È infatti possibile, secondo le richieste e la necessità, dotare il modulo di comparti gas separati per poter effettuare manutenzione e ripristino dei componenti in modo più rapido ed efficace.

Nella tabella dei dati di guasto sono stati riassunti i valori per il livello di tensione a 145 kV. È comunque opportuno considerare che i risultati ottenuti potrebbero anche essere estesi al livello a 72 kV poiché la variazione dei tassi di guasti si attesta intorno all'1%.

La frequenza e la durata della manutenzione sono dati stimati seguendo le raccomandazioni dei costruttori dei prodotti e l'esperienza proveniente dal personale del service ABB.

Tabella 3-1: dati Cigré per tassi di guasto e manutenzione

100-200 kV	FR	MTTR	MF	MD
	[1/anno]	[ore]	[1/anno]	[ore]
AIS				
CB	0,00814	9	0,075	10
DS/ES	0,00213	13	0,50000	6
CT	0,00130	6	-	
VT	0,00160	6	-	
BUSBAR	0,0077	8		
PASS, MOH			MODULO COMPLETO	
CB	0,00150	8	0,06667	6
DS/ES	0,00046	8	-	
CT	0,000055	4	-	
VT	0,000055	6	-	
GIS				
CB	0,00070	8	0,05	24,5
DS/ES	0,00030	1	0,05	23
CT	0,000055	24	-	
VT	0,000055	6	-	

FR: failure rate (tasso di guasto)

MTTR: mean time to repair (tempo di sostituzione del componente)

MF: manutenzione frequency (frequenza di manutenzione)

MD: manutenzione duration (tempo durante il quale il component si trova fuori servizio per manutenzione)

MTTR e MD sono calcolati secondo queste condizioni:

- Disponibilità in loco delle parti di ricambio
- Tempi considerati per la sostituzione e la manutenzione in sito, non viene quindi considerato il tempo di viaggio poiché troppo variabile per poter essere stimato.

Per calcolare i tempi totali di fuori servizio è necessario effettuare un'analisi statistica dei dati per prevedere quali linee andranno fuori servizio a seguito di un componente guasto, e quanto tempo sarà necessario per la sua sostituzione, e quindi per il ripristino del normale funzionamento.

3.2 PROGRAMMA UTILIZZATO

L'analisi di affidabilità verrà effettuata mediante un software di ABB, SUBREL® (Substation Reliability), il quale, a seguito di un input consistente nello schema di sottostazione, e nei dati di guasto dei componenti, fornirà in uscita la frequenza e i tempi di fuori servizio per tutte le linee in ingresso e in uscita dalla sottostazione. Per il funzionamento del programma si rimanda al manuale d'uso presente sul sito di ABB ma vogliamo farne qui un riassunto. [8]

Innanzitutto lo schema con cui verranno eseguite le analisi sarà quello di Figura 3-1:

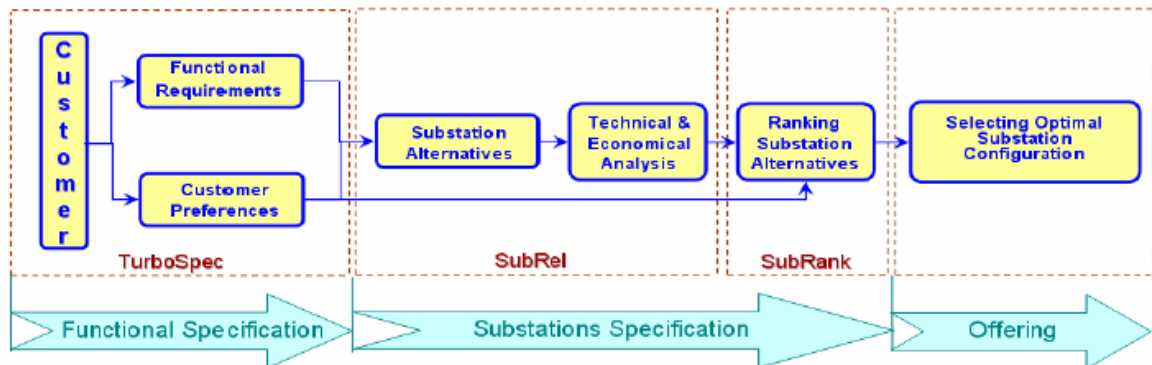


Figura 3-1: schema di analisi

Da un'analisi delle specifiche richieste dalla sottostazione (quindi dal cliente), si passerà ad un'analisi di affidabilità e ad un'analisi economica. La scelta della miglior soluzione, dunque, dovrà seguire un processo parallelo di convenienza economica ma anche del rispetto delle funzionalità richieste.

Il software richiede due input:

- il disegno della sottostazione;
- i dati di guasto e manutenzione dei componenti (in termini di tempo e frequenza).

A seguito di questi dati, il software effettuerà un'analisi statistica per ottenere la probabilità totale di guasto su ogni ramo della sottostazione. In questo modo si potrà ottenere, per ogni punto dell'impianto, la probabilità che questo vada fuori servizio per mancanza di alimentazione dovuta a guasti. In aggiunta a questo verranno anche calcolati i tempi di manutenzione con il fuori servizio che ne deriva.

In Figura 3-2 vediamo un esempio di sottostazione in aria disegnata con SUBREL:

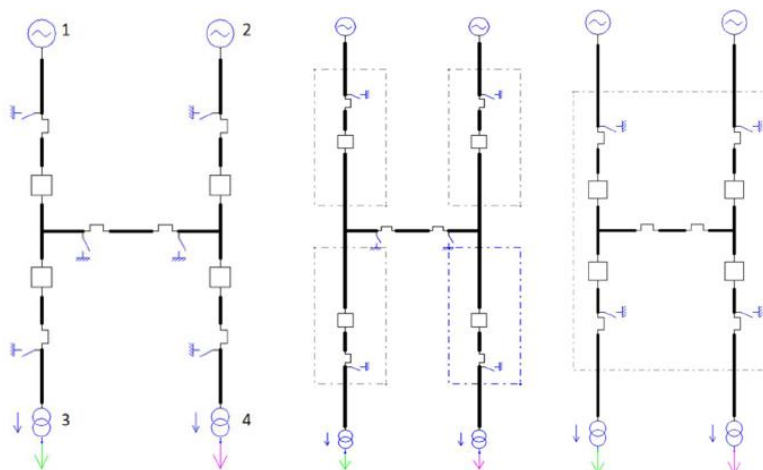


Figura 3-2: esempio sottostazione disegnata con SUBREL per aria, PASS, MOH

Con i numeri 1 e 2 sono definiti i punti di alimentazione della sottostazione, mentre con 3 e 4 sono definiti i carichi collegati. I tratteggi in figura, negli schemi di PASS e MOH, indicano la struttura modulare di cui fanno parte i componenti all'interno. Per lo schema con PASS si può vedere come la sottostazione sia composta da 4 moduli e da due sezionatori in aria sul congiuntore di sbarra. Per lo schema di MOH si vede che la sottostazione è costituita da un solo modulo completamente isolato in gas.

3.3 RISULTATI OTTENUTI

Partendo dalla configurazione ad H, è stata eseguita un'analisi di affidabilità per ogni tecnologia considerata, e con queste informazioni si è provveduto a calcolare i costi di interruzione e di fuori servizio per poter effettuare una comparazione economica fra sottostazioni in aria, con moduli PASS e con modulo MOH. I risultati forniti dal programma verranno presentati secondo la seguente modalità:

- Transfer path: esprime il collegamento fra le linee in ingresso alla sottostazione, quindi le linee 1 e 2 identificate nella Figura 2-1. Un'interruzione di questo collegamento può causare problemi al gestore di rete (da qui in poi TSO, Transmission Service Operator) perché può causare un fuori servizio se una delle due linee fa parte di un sistema elettrico radiale. L'interruzione di questo collegamento, però, non porta necessariamente ad un fuori servizio del carico (identificato con i numeri 3 e 4). In tal senso vedremo in seguito i casi di guasto e i problemi che comportano.

Questo fuori servizio viene quantificato poiché, secondo la delibera dell'autorità per l'energia elettrica e il gas, il gestore di rete è sottoposto a penali in caso di mancato rispetto degli obiettivi di fornitura [9]. In particolare si può leggere:

“Ai fini della presente consultazione, di particolare interesse appare la regolazione incentivante relativa al meccanismo di premi e penalità di cui alla lettera a) del recedente paragrafo. Tale regolazione, in particolare, si basa sulla performance effettiva del gestore della rete di trasmissione nazionale in termini di continuità e fa riferimento a tre indicatori di continuità del servizio:

a) energia non fornita di riferimento (ENSR), determinata mediante somma dell’energia non fornita in tutti gli eventi che hanno interessato la RTN e con l’applicazione di una funzione di smussamento e saturazione per trattare gli incidenti rilevanti;

b) numero di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN (NDU), valutato per tutti i tipi di utenti e per ciascuna Area Operativa del gestore della rete di trasmissione nazionale;

c) quota di utenti RTN senza disalimentazioni QSD, valutato sia per l’intera rete sia per ciascuna Area Operativa del gestore della rete di trasmissione nazionale”

“3.19 Il meccanismo prevede che il gestore della rete di trasmissione nazionale riceva premi o subisca penalità in ragione della propria performance rispetto ad obiettivi definiti ex-ante dall’Autorità rispetto a ciascuno agli indicatori sopra individuati, salvo le franchigie previste dalla medesima regolazione.”

- Load: consideriamo in questo caso l’interruzione delle linee 3 e 4, supposte come alimentazione di due trasformatori (o comunque di altre linee). Questo tempo causa un completo fuori servizio in caso si sviluppi dalle linee due reti radiali indipendenti (quindi si suppone di non avere un congiuntore sul lato MV (Medium Voltage). In caso di processi industriali che richiedono continuità di alimentazione (acciaierie per esempio), la mancata fornitura di energia può comportare un notevole costo.

Quindi, riassumendo, nel primo caso si ha una modifica della topologia della rete, senza necessariamente avere una disalimentazione; nel secondo caso, invece, si parla proprio di interruzione dell’alimentazione.

La Tabella 3-2 presenta i risultati dell’analisi eseguita mediante SUBREL® per una configurazione ad H con 5 interruttori e mostra la differenza di affidabilità fra una sottostazione isolata in aria e una in SF6 con moduli PASS, MOH e GIS. La tabella si divide in due parti:

- Frequenza: valuta il numero di interventi (divisi per guasto e manutenzione) che l’utente deve effettuare annualmente. Per il guasto si tratta di eventi imprevedibili, mentre per la manutenzione si tratta di interventi programmati.

- Durata: il programma SUBREL analizza la frequenza di interruzione del servizio dovuta ad ogni componente, e la moltiplica per il numero di ore necessarie per la manutenzione o la sostituzione. La somma dei due fattori esprime il numero di ore di fuori servizio annue per le linee e i carichi alimentati dalla sottostazione.

Tabella 3-2: risultati di affidabilità per configurazione H5

	TRANSFER PATH			LOAD		
	Durata dell'interruzione (IF) [1/anno]			Frequenza totale dell'interruzione (TOF) [1/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS	0,3359	4,3000	4,6359	0,1886	2,3170	2,5056
PASS	0,0669	0,3335	0,4004	0,0587	0,3167	0,3754
MOH5	0,0207	0,3335	0,3542	0,1550	0,2847	0,7397
GIS	0,0067	0,2750	0,2817	0,0033	0,1500	0,1533
PASS vs AIS			- 91 %			- 84 %
MOH5 vs PASS			- 12 %			- 97 %
GIS vs PASS			- 20 %			- 27 %
	Durata interruzione [ore/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS	3,1797	27,0000	30,1797	2,2879	12,7500	15,0379
PASS	0,5028	2,0010	2,5038	0,2482	1,2006	1,4488
MOH5	0,1334	2,0010	2,1344	0,0635	1,2006	1,2641
GIS	0,0295	0,7500	0,7795	0,0062	0,2000	0,2062
PASS vs AIS			- 92 %			- 90 %
MOH5 vs PASS			- 15 %			- 13 %
GIS vs PASS			- 63%			- 84 %

In seguito sono analizzati i risultati ottenuti e mostrati in tabella.

Possiamo vedere che la sottostazione in aria presenta il più elevato tasso di fuori servizio; questo era già intuibile osservando i dati di guasto e manutenzione, che presentano valori maggiori rispetto ai componenti in SF6. È importante notare come il valore di ore di fuori servizio per la sottostazione in aria sia prodotto per la maggior parte (90%) dalla manutenzione ordinaria dei componenti. Questo avviene principalmente a causa della presenza di un elevato numero di sezionatori in aria, i quali richiedono notevole manutenzione e pulizia per poter lavorare in condizioni ottimali. Questo fattore pesa notevolmente nel calcolo dell'intero tempo di fuori servizio per la sottostazione. Considerando il carico (quindi linee 3 e 4), la sottostazione in aria presenta una frequenza di fuori servizio circa 7 volte maggiore di quella del PASS. La causa di questa notevole differenza è da ricercare sia nel tasso di guasto, ma soprattutto nella

manutenzione preventiva e programmata di cui necessitano i sezionatori. Per quanto riguarda il guasto, essendo la tecnologia costruttiva della camera di interruzione molto simile per PASS e aria, i guasti sono dovuti anche alla presenza di isolatori in aria, e di un ambiente meno isolato per l'estinzione dell'arco. Soprattutto, con il gas SF₆, l'estinzione dell'arco avviene in maniera rapida e impedisce il reinnesco, così da evitare stress per i componenti che vengono sottoposti a sforzi elettrodinamici e termini minori. Come si può vedere in Tabella 3-1, la frequenza di manutenzione dei sezionatori in aria è elevata e ciò contribuisce ad aumentare il numero di ore di fuori servizio della sottostazione. Il materiale che si deposita sui contatti in aria è inquinante e conduttore, infatti, causa una riduzione della distanza di isolamento con un rischio di scarica e può anche essere causa di problemi ai dispositivi di comando. Il vantaggio di PASS, MOH e GIS in questo caso, è il completo isolamento dall'ambiente esterno poiché il l'involucro in cui sono posti i componenti, deve garantire la tenuta a livello molecolare al fine di impedire perdite di gas. In tal modo, essendo l'involucro a pressione maggiore di quella atmosferica, si rende impossibile l'intrusione di materiale inquinante. Questo assicura che le condizioni ambientali esterne non vadano a pregiudicare il funzionamento di interruttori e sezionatori, nonché dei dispositivi di misura. Da tutto ciò deriva una manutenzione ridotta nell'arco della vita dei prodotti, manutenzione che frequentemente risulta solo ispettiva ai fini di valutare il corretto funzionamento del modulo, senza che sia necessario porlo fuori servizio.

Un altro dato importante di output del programma è il valore di durata del fuori servizio per le linee e durata del fuori servizio per il carico per la sottostazione GIS. I valori di fuori servizio in durata e frequenza vengono significativamente ridotti rispetto alle altre tecnologie. La differenza fra GIS e MOH, però, va ben valutata in termini di durata di fuori servizio per il componente. Infatti una struttura fortemente compatta come quella del modulo GIS va a discapito della facilità di effettuare manutenzione. Inoltre una struttura con incapsulamento trifase porta ad avere maggiori costi in caso di sostituzione dei componenti (non basta sostituire solo il componente sulla fase guasta). Questo viene modellizzato all'interno del programma attraverso valori diversi di MTTR e MD. Un esempio può essere fatto analizzando il metodo di sostituzione dei trasformatori di corrente per GIS e MOH. la tecnologia costruttiva è la stessa ma cambia notevolmente il punto di posizionamento all'interno della sottostazione.

Per il GIS trifase vediamo la posizione del trasformatore di corrente in Figura 3-3:

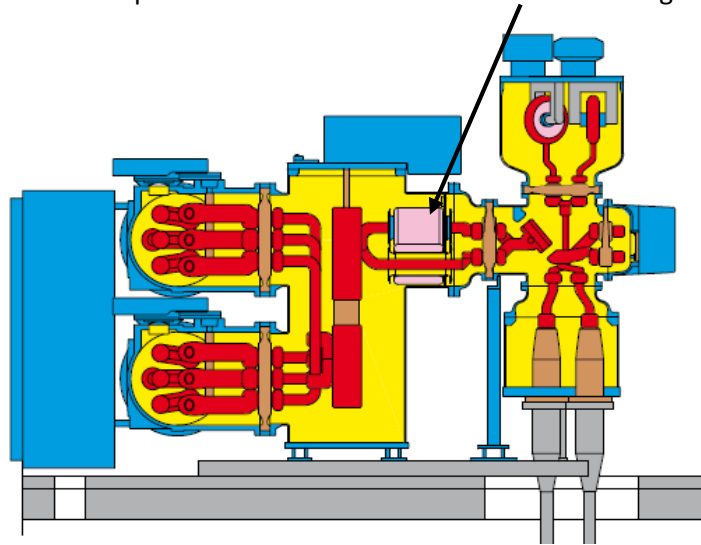


Figura 3-3: posizione del CT per il GIS trifase

Il toroide si trova immerso in gas e incapsulato nell'involucro, quindi per la sostituzione del componente è necessario:

- Svuotare il comparto gas;
- Aprire il tank ed estrarre il toroide;
- Sostituire con il componente sano;
- Richiudere il tank e riempire nuovamente di gas.

Nel modulo MOH il trasformatore di corrente è posizionato come in Figura 3-4:

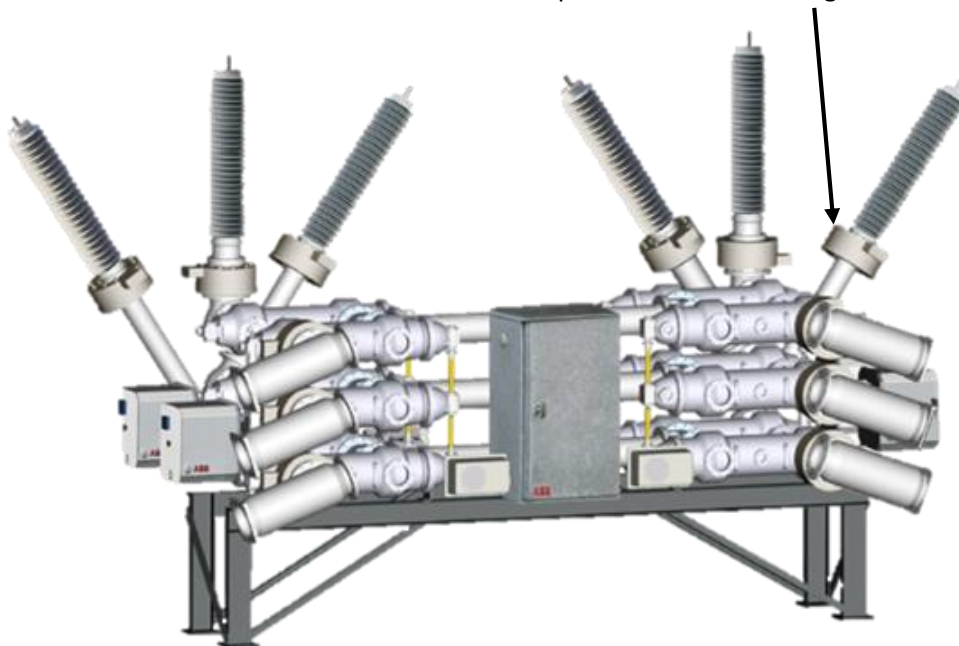


Figura 3-4: posizione del CT sul modulo MOH

In caso di sostituzione, quindi, si rende necessario:

- Disalimentare il modulo;
- Scollegare il cavo dai isolatori;
- Sfilare il trasformatore di corrente;
- Sostituire con il componente sano;
- Ricollegare il modulo.

Non è, quindi, necessario maneggiare il gas e svuotare alcun comparto, poiché si tratta di trasformatori di corrente isolati in resina (dunque senza alcun volume d'olio o gas) che sono posizionati infilandoli sugli isolatori, consentendo, quindi, una relativa semplicità di sostituzione.

Per quanto riguarda i trasformatori di tensione (VT), quelli per MOH (e anche PASS) possono essere sezionabili. Poiché il modulo viene spedito completamente testato in fabbrica, non si rende necessario effettuare ulteriori prove in sito, ma nel caso accadesse basterà sezionare manualmente i VT, poiché non possono essere effettuate prove con VT connesso al modulo. Nel caso del GIS, invece, si rende necessario svuotare il comparto gas che contiene il trasformatore e scollegarlo, effettuare la prova e in seguito ricollegare e riempire di gas.

I valori di fuori servizio per carico e linea di PASS e MOH visti in tabella differiscono di poco. In particolare in questo caso è stata considerata una struttura non compartimentata per il modulo MOH, quindi la sola differenza con il PASS dal punto di vista dell'affidabilità consiste nel tasso di guasto aggiunto dalle sbarre in aria per la sottostazione con moduli PASS. La valutazione di questi due parametri (TOD e ID) è molto importante al fine di calcolare il costo di fuori servizio dovuto alla mancata fornitura di energia e potenza. Tale costo verrà diviso in quello sostenuto verso il carico (idealmente il cliente finale) al quale il TSO dovrà corrispondere una penale in caso di potenza ed energia non fornite. Dipenderà quindi dalla taglia del carico e dal tempo d'interruzione. Il valore d'interruzione della linea andrà a pesare sulle eventuali penali previste per il TSO in quanto si suppone che tale linea faccia riferimento ad una rete radiale che andrà ad alimentare altre utenze. Per questo motivo verranno effettuate ipotesi sul costo del fuori servizio, che potranno variare in funzione del paese considerato, del tipo di linea considerata e anche dei tipi di carichi alimentati.

In un'ottica di migliorare l'affidabilità della sottostazione vedremo, per ogni tecnologia, diverse configurazioni adottate. In particolare verrà analizzata la differenza fra la configurazione ad H,

la configurazione ad anello e ad un interruttore e mezzo, vedremo quali differenze ci sono fra i principali layout di sottostazione utilizzati, ad esempio SBB (Single Bus Bar) e DBB (Double Bus Bar) e i motivi della scelta di una o dell'altra configurazione.

Tale analisi di affidabilità non deve ritenersi scollegata dal criterio economico di scelta della sottostazione. Ci saranno infatti casi in cui sarà richiesta una notevole affidabilità, e quindi un'opportuna configurazione, e casi in cui la disponibilità di potenza, e quindi il costo della sottostazione, dovranno essere proporzionati alla taglia di carichi e linee alimentati e dunque ai costi che ne potrebbero derivare a seguito di un fuori servizio.

4 COMPARAZIONE ECONOMICA

4.1.1 INTRODUZIONE

Tutti i prodotti considerati presentano caratteristiche diverse in merito ai costi non solo del componente AT ma anche del costo di manodopera, di sicurezza e del terreno necessari. In quest'ottica, quindi, non si può generalizzare trovando una soluzione in ogni caso migliore di altre, ma per ogni applicazione occorre trovare quella che minimizza i costi, valutando tutte le problematiche che possono insorgere. Mostriamo, in seguito, 4 casi differenti di siti e di installazioni che suggeriscono soluzioni diverse.

CALCOLO DEL Life Cycle Cost (LCC)

Per poter comparare economicamente le soluzioni proposte occorre trovare un parametro di confronto. In tal senso si può utilizzare il costo totale sul ciclo di vita della sottostazione. Viene quindi calcolato l'intero costo sostenuto per la realizzazione, la messa in servizio, la manutenzione e il costo di interruzione per ogni soluzione. Tale costo, definito Life Cycle Cost (LCC), viene attualizzato al periodo zero di installazione e può essere utilizzato per un confronto economico fra le diverse soluzioni.

$$LCC = \text{Costo di investimento} + \text{Costo di manutenzione(attualizzato)} \\ + \text{Costo di interruzione (attualizzato)}$$

Per calcolare il LCC è necessario prevedere l'arco di vita utile dei prodotti installati, che in questo caso è fissato a 30 anni (numero definito come "n"). Si rende necessario attualizzare tutti i costi all'anno zero (anno in cui avviene l'investimento) e per fare ciò verrà ipotizzato un tasso di interesse $p=0.08$ quindi 8%. Nelle formule per l'attualizzazione dei vari costi il parametro n indica l'anno considerato.

4.1.2 COSTO DI INVESTIMENTO

Per calcolare il costo totale di investimento, è necessario valutare il costo della manodopera relativo all'installazione (basato sul numero di uomini e sul tempo in cui dovranno lavorare alla sottostazione per il posizionamento dei componenti e delle strutture), dei lavori civili necessari e ovviamente il costo dei componenti AT per ogni tecnologia. Ogni installazione presenterà un costo per il noleggio delle gru diverso, poiché diversi saranno i tempi di permanenza dei

dispositivi necessari. In alcuni casi verrà considerato un costo per la sicurezza dei lavoratori, poiché in alcune aree ad alto rischio è necessario provvedere a queste precauzioni.

Nella tabella seguente vedremo i tempi necessari per realizzazione, messa in servizio e ingegneria per tutte le tecnologie considerate:

Tabella 4-1: tempi di installazione, commissioning e ingegneria

	AIS	PASS	MOH5	GIS	Numero persone
	[giorni/stallo]	[giorni/stallo]	[giorni/modulo]	[giorni/stallo]	[persone]
REALIZZAZIONE	5	2	3	3	4
COMMISSIONING	3	1	2	2	3
INGEGNERIA	4	-	1	1	1

Il numero di stalli per la configurazione considerata è 5, ma per il modulo MOH bisogna moltiplicare il numero di giorni per un solo modulo, che comprende già tutte i 5 stalli presenti. Il costo del terreno è difficilmente stimabile nei 4 casi che andremo a presentare, quindi è stato fissato a zero. In seguito si vedrà come una sua variazione possa impattare più o meno fortemente sul costo totale della sottostazione.

4.1.3 Costo di esercizio e manutenzione (O&M cost)

Come mostrato in Tabella 3-1, la più elevata manutenzione è quella richiesta dai sezionatori in aria. Questo valore è attorno a 1 volta ogni due anni contro 1 volta ogni 15 anni dei moduli in SF6 (considerato per l'intero stallo, non solo i sezionatori). In questa situazione un operatore che deve andare in sito ad effettuare manutenzione e pulizia dei contatti, presuppone un costo e un fuori servizio per il componente.

In totale, la manutenzione per la sottostazione in aria è oltre 6 volte rispetto a quella dei moduli PASS, e questo va ad impattare significativamente sul Life Cycle Cost (LCC) della sottostazione. La manutenzione verrà effettuata in modo programmato, quindi non ci sarà da imputare al TSO un costo per l'interruzione di energia e potenza. Tuttavia dev'essere considerato il costo della manodopera per gli operatori che effettueranno manutenzione e sarà calcolato come segue:

$$\begin{aligned}
 & \text{Costo di manutenzione [€]} \\
 & = \text{costo manodopera} \left[\frac{\text{€}}{\text{day}} \right] * \text{tempo di manutenzione [day]}
 \end{aligned}$$

Il costo dovrà poi essere attualizzato all'anno zero con la formula:

$$\text{Costo di manutenzione attualizzato} = \text{Costo di manutenzione} * \frac{(1 + p)^n - 1}{(1 + p)^n * p}$$

Per poter adattare le ore di MD calcolate da SUBREL ad un uso effettivo, è stato considerato di dividere il numero di giorni per 4 in modo da considerare un numero effettivo di ore giornaliere che non superi le 8 ore. In questo modo viene considerata anche l'ipotesi di installazioni che per essere raggiunte richiedono un tempo di viaggio aggiuntivo.

4.1.4 COSTO DI INTERRUZIONE (INTERRUPTION COST)

Il costo di interruzione si compone di due parti:

- Costo di interruzione dell'energia: costo dell'energia non fornita al carico, oppure incapacità di produrre energia da immettere in rete (per utenti attivi)
- Costo di interruzione della potenza: dipendente dalla taglia del carico, include anche eventuali penalità per il gestore che non adempia agli obblighi contrattuali.

Questa suddivisione avviene in seguito alla volontà di valutare come pesano il tempo di interruzione (da cui dipende il costo dell'energia non fornita), e la taglia del carico che viene interrotto (da cui dipende il costo della potenza non fornita) sul costo totale dell'interruzione di alimentazione.

Costo energia non fornita

$$= \text{costo unitario energia non fornita} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{durata dell'interruzione}[\text{hr}] \\ * \text{taglia del carico}[\text{kW}]$$

Costo potenza non fornita

$$= \text{costo unitario potenza non fornita} \left[\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right] * \text{Taglia del carico}[\text{kW}]$$

Costo di interruzione[€]

$$= \text{costo energia non fornita}[\text{€}] + \text{costo potenza non fornita}[\text{€}]$$

L'attualizzazione dei costi di interruzione avviene come segue:

$$\text{Costo di interruzione attualizzato} = \text{costo di interruzione} * \frac{(1 + p)^n - 1}{(1 + p)^n * p}$$

Per valutare come la scelta delle ipotesi per questi costi possa influenzare il LCC, valuteremo, attraverso alcuni grafici, la sensitivity dei costi rispetto alle ipotesi fatte.

4.1.5 COSTO DI SICUREZZA

$$\begin{aligned} \text{Costo per la sicurezza}[\text{€}] \\ &= \text{costo unitario per la sicurezza} \left[\frac{\text{€}}{\text{giorno}} \right] \\ &* \text{tempo di installazione} [\text{giorni}] \end{aligned}$$

In particolari casi ad alto rischio (zone in Iraq, per esempio) è necessario prevedere una scorta per gli operatori che svolgeranno l'installazione della sottostazione. Il costo che verrà ipotizzato è valido per un numero massimo di 4 persone. In caso il numero di operai vari fra 5 e 8, tale costo dovrà essere raddoppiato.

4.1 CASI STUDIO

Per la comprensione di questo paragrafo viene definito il termine EPC: con l'acronimo EPC – (Engineering, Procurement, Constructor), si intende quel soggetto a cui sono affidate da parte di un “general contractor” (contraente generale, committente) le attività di progettazione, relativa costruzione e consegna di un impianto (la sottostazione in questo caso).

La Tabella 4-2 mostra alcuni tipici casi di installazione e i principali parametri per cui differiscono e che andranno a pesare sul costo totale di investimento. In ogni caso viene considerata la provenienza dell'EPC che si occuperà interamente dell'installazione della sottostazione e viene considerato il sito di installazione con tutte le peculiarità che si presenteranno.

Tabella 4-2: casi studio

CASO	EPC	INSTALLAZIONE
1	Europeo (costo della manodopera elevato)	Europa (nessun costo per la sicurezza)
2	Europeo (costo della manodopera elevato)	Iraq (costo per la sicurezza elevato)
3	Sud americano (basso costo della manodopera)	Sud America (nessun costo per la sicurezza)
4	Non Europeo (basso costo della manodopera)	Iraq (basso costo per la sicurezza)

In seguito, verranno definiti i valori di costo della manodopera che si intendono adottare e i costi di sicurezza che potranno essere realisticamente applicati.

L'analisi di LCC si divide in varie parti come mostrato nel paragrafo precedente, in particolare in questa sezione verranno suddivisi nel seguente modo nei grafici:

- Costo di investimento, considera: montaggio, lavori civili, messa in servizio, ingegneria, costo della sicurezza, costo dei componenti AT e in seguito costo del terreno;
- Costi di manutenzione: considera il costo dell'operatore che dovrà eseguire la manutenzione;
- Costi di interruzione: a seguito dell'analisi di affidabilità possiamo supporre due diversi costi per linee e carichi e possiamo supporre il costo per il TSO.

Per i casi studio non verrà considerata il costo di interruzione in quanto è fortemente variabile in base al tipo di carico o di linea alimentato, quindi verranno fatte separatamente le dovute considerazioni.

Dati di input per i casi studio

1. EPC europeo con installazione in un paese europeo:
 - a) Elevato costo della manodopera e per la manutenzione [1500€/giorno],
 - b) Nessun costo per la sicurezza per gli operatori che eseguono manutenzione,
 - c) Noleggio della gru [500 €/giorno].

2. EPC europeo con installazione in Iraq:
 - a) Elevato costo della manodopera e per la manutenzione [1500 €/giorno],
 - b) Costo della sicurezza per i lavoratori [4000 €/giorno], valido anche per la manutenzione,
 - c) Noleggio della gru [1500 €/giorno].

3. EPC europeo con installazione in Sud America:
 - a) Basso costo della manodopera per realizzazione e manutenzione [500 €/giorno],
 - b) Nessun costo per la sicurezza,
 - c) Noleggio gru [500 €/giorno].

4. EPC non Europeo con installazione in Iraq:
 - a) Basso costo della manodopera per realizzazione [500 €/giorno],
 - b) Alto costo della manodopera per manutenzione [1500 €/giorno] (svolto da personale qualificato e non appartenente all'EPC installatore),
 - c) Costo della sicurezza per gli installatori [1000 €/mese] (solitamente viene utilizzato un cantiere recintato, quindi con costi molto ridotti),
 - d) Costo della sicurezza per la manutenzione (cantiere recintato rimosso a seguito del completamento della sottostazione) [4000 €/giorno],
 - e) Noleggio della gru [500 €/giorno].

4.1.1 CASE 1: EPC europeo installa in un paese europeo

Miglior soluzione:

- PASS
- M0H

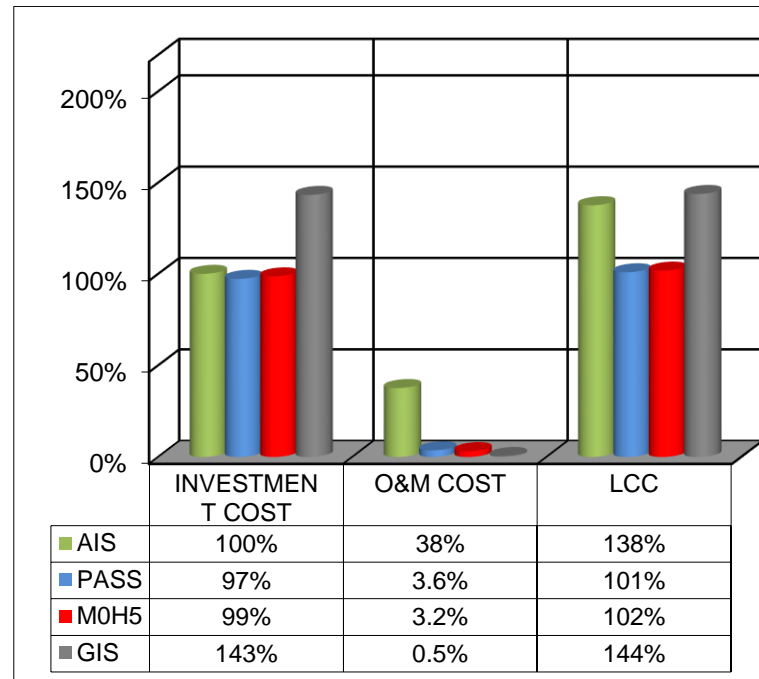


Grafico 4-1: EPC europeo installa in un paese europeo

Nel Grafico 4-1 è possibile vedere come PASS e M0H presentano il minor costo di investimento, con simili costi di manutenzione. In tal modo il LCC va a favore di queste due tecnologie e una piccola variazione del prezzo può far pendere la scelta a favore del modulo PASS o M0H.

4.1.1.1 COSTO DI INVESTIMENTO

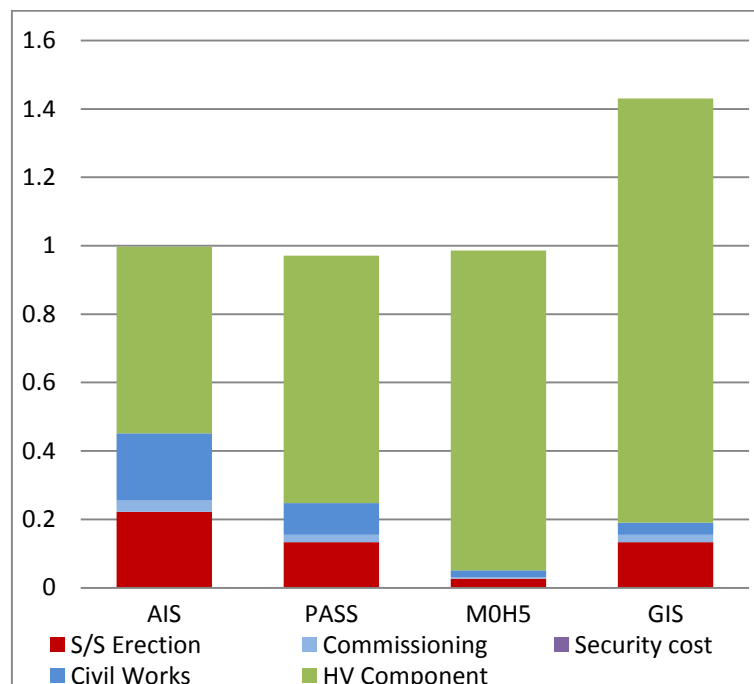


Grafico 4-2: costo di investimento caso 1

Il costo di investimento è composto da alcune voci che possono variare in base al tipo di installazione. In questo grafico possiamo vedere la differenza fra aria (100 % è definito come il costo totale dell'investimento in aria, l'ordine di grandezza per questo tipo di installazione è attorno a 1 M€), PASS, MOH e GIS. In particolare possiamo vedere come i costi di realizzazione e i costi per i lavori civili pesino notevolmente sull'installazione in aria (circa il 40 % del totale) e si riducono del 60 % con moduli PASS e del 90 % con il modulo MOH.

Vediamo i motivi di queste variazioni di costo:

- Lavori civili: per i componenti in aria si necessitano di avere fondazioni, strutture d'acciaio di supporto, un elevato spazio. In questo caso quindi, se si ha la presenza di alberi o c'è la necessità di livellare il terreno, si vanno ad aumentare i costi di installazione. Il modulo pass necessita di meno lavori civili per la sua compattezza, il modulo MOH, inoltre, riduce tale costo a circa l'8 % del costo totale poiché necessita di una sola fondazione oppure può essere posizionato direttamente sopra il trailer utilizzato per il trasporto. Il vantaggio, in questo caso, è la notevole facilità di rimozione e anche di riposizionamento in altro sito in caso di necessità oppure di uso per installazioni temporanee. Per la sottostazione GIS bisogna prevedere in questi CW il

costo di un building necessario a contenere la sottostazione in caso si voglia effettuare un'installazione indoor.

- **Realizzazione:** i componenti in aria devono essere montati su struttura in acciaio e quindi aumenta il tempo di installazione necessario per la sottostazione. Questa voce di costo è valutata attraverso i parametri della Tabella 4-1. Per la sottostazione con PASS e MOH i moduli necessitano solo di essere posizionati e collegati poiché sono già montati su struttura portante. Per la sottostazione GIS si rende necessario l'assemblaggio dei componenti in sito, per cui il tempo di installazione è superiore a quello di PASS e MOH ma inferiore, generalmente, al tempo necessario per la sottostazione in aria.
- **Commissioning:** il modulo MOH richiede un tempo di messa in servizio molto basso in quanto è già completamente testato in fabbrica e non richiede altre verifiche a seguito dell'installazione.
- **Land:** per le dimensioni impegnate, le apparecchiature in aria presenterebbero il maggior costo ma in questi casi studio è stato volutamente trascurato a causa della difficoltà ad effettuare una stima realistica e generale.
- **Componenti HV:** per ogni tipo di tecnologia i componenti presentano costi diversi per le loro caratteristiche costruttive. La sottostazione GIS è quella che presenta il costo più elevato per le ragioni spiegate nel primo capitolo.

4.1.1.2 VALORI PERCENTUALI

Il modulo MOH presenta il vantaggio di avere il 95 % del costo dovuto al prezzo dei componenti HV (quindi del modulo stesso). Nel caso in cui le ipotesi fatte per il caso studio dovessero variare (problemi con le fondazioni, ritardi nei lavori civili, costo della manodopera superiore), questo tipo di installazione assicura una bassa dipendenza dalle condizioni al contorno. Appare chiaro come lavori civili e realizzazione vadano a pesare significativamente sul costo per l'installazione di una sottostazione in aria. Tale costo è pari a circa il 40 % dell'investimento totale, quindi paragonabile, come ordine di grandezza, al costo dei componenti HV. In un'ottica di considerare la stazione come un bene il cui valore diminuisce nel tempo tale valutazione andrebbe a considerare il fatto che il costo delle fondazioni e del montaggio vada immediatamente a svalutarsi completamente poiché non è in alcun modo recuperabile. Al contrario, il costo dei componenti HV subirebbe una svalutazione minore poiché riutilizzabili in caso di modifica del layout. Tali considerazioni verranno trattate in seguito in maniera più approfondita.

4.1.2 CASE 2: EPC europeo con installazione in Iraq

Miglior soluzione:

- M0H

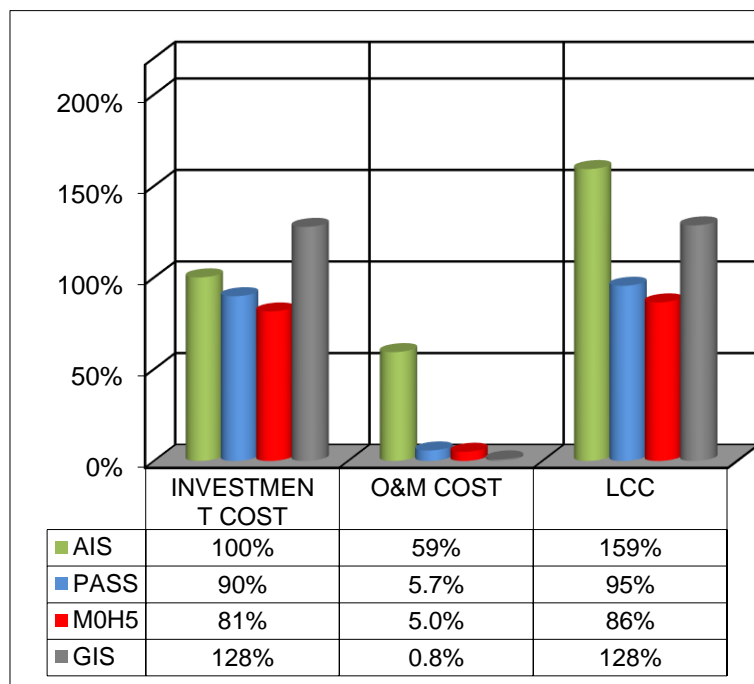


Grafico 4-3: EPC europeo installa in Iraq

Il costo di investimento per il modulo M0H si presenta significativamente minore rispetto al PASS e alle altre soluzioni poiché, con un costo della manodopera e un costo della sicurezza elevate, un'installazione veloce permette un notevole risparmio. I costi di manutenzione, inoltre, possono essere elevati rispetto al caso 1 a causa del costo della sicurezza che si ripresenta ogni volta si renda necessario andare ad effettuare manutenzione o riparazioni.

È importante considerare nuovamente che la sottostazione con componenti in aria presenta circa 40 componenti (compresi i sistemi di sbarre), la sottostazione con moduli PASS circa 20 e la sottostazione con modulo M0H riesca a compattare il tutto con 1 solo modulo, riducendo spazi e costi di installazione.

4.1.2.1 COSTO DI INVESTIMENTO

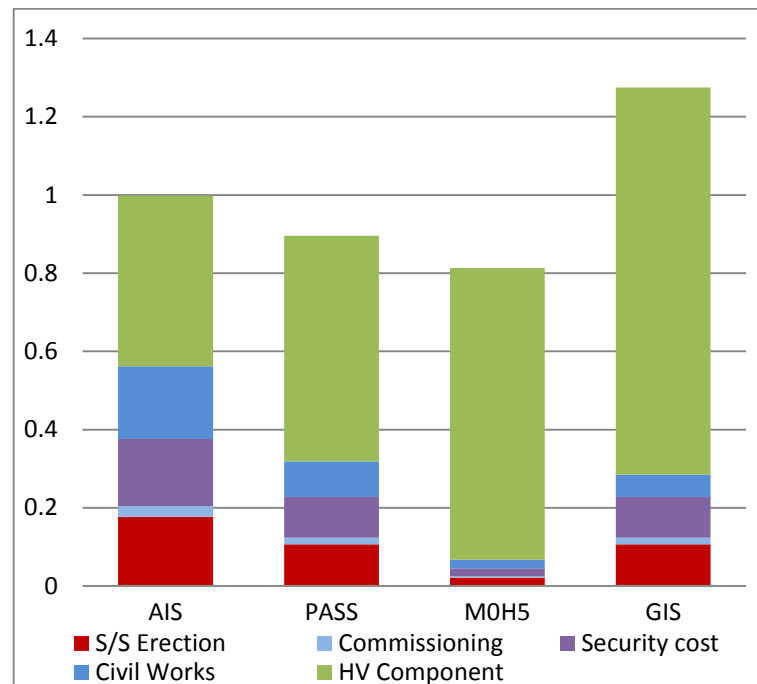


Grafico 4-4: costo di investimento caso 2

Anche per questa installazione il costo dei singoli componenti HV per i prodotti in SF6 è maggiore del costo dei componenti in aria ma si ottiene un forte risparmio in termini di montaggio, lavori civili, manutenzione e costo della sicurezza. Il modulo MOH consente un risparmio del 90 % sui costi che incorrono per l'installazione. Per la sottostazione GIS il risparmio non è sufficiente per essere competitiva con i moduli PASS e MOH ma analizzando l'intero LCC diventa conveniente rispetto alla sottostazione in aria per la forte riduzione dei costi di O&M.

4.1.2.2 VALORI PERCENTUALI

In questo caso studio possiamo vedere come i costi per la sicurezza arrivino a poter essere paragonati ai costi di montaggio e ai lavori civili per la sottostazione in aria. Il costo totale di investimento, sempre per l'aria, è composto per il 44% dal costo dei componenti HV e per il restante 56% dai costi di installazione. Risulta evidente come la sottostazione con moduli PASS (e ancora di più con il modulo MOH) permettano un notevole risparmio economico e diventino le due soluzioni più convenienti.

4.1.3 CASE 3: EPC sud Americano installa in Sud America

Miglior soluzione:

- PASS

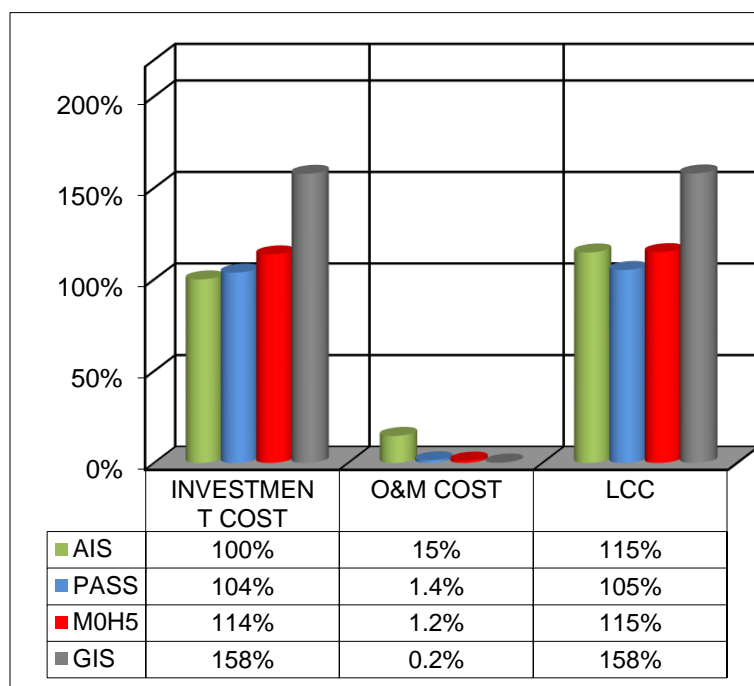


Grafico 4-5: EPC sud Americano installa in Sud America

In questo tipo di mercato, il basso costo della manodopera favorisce le tecnologie che presentano un basso costo per i componenti, anche a fronte di un maggior tempo di montaggio e installazione, che in questo caso non impatta così fortemente sul costo totale dell'investimento. Il costo per l'installazione della sottostazione in aria è leggermente minore rispetto alla sottostazione con moduli PASS, ma, considerando l'intero LCC, i costi ridotti per O&M fanno sì che la sottostazione ibrida risulti più competitiva. Questa installazione è tipica di zone vicine a città in espansione, dove anche lo spazio occupato risulta importante e viene ridotto al minimo possibile. Altre installazioni si possono avere in aree isolate, in prossimità di laghi o fiumi, dove vengono installate centrali idroelettriche che necessitano di essere connesse alla rete. In questi casi è importante assicurare la continuità di servizio più elevata possibile, in particolare in paesi in cui la domanda di energia pro capite sta avendo un forte aumento.

4.1.3.1 COSTO DI INVESTIMENTO

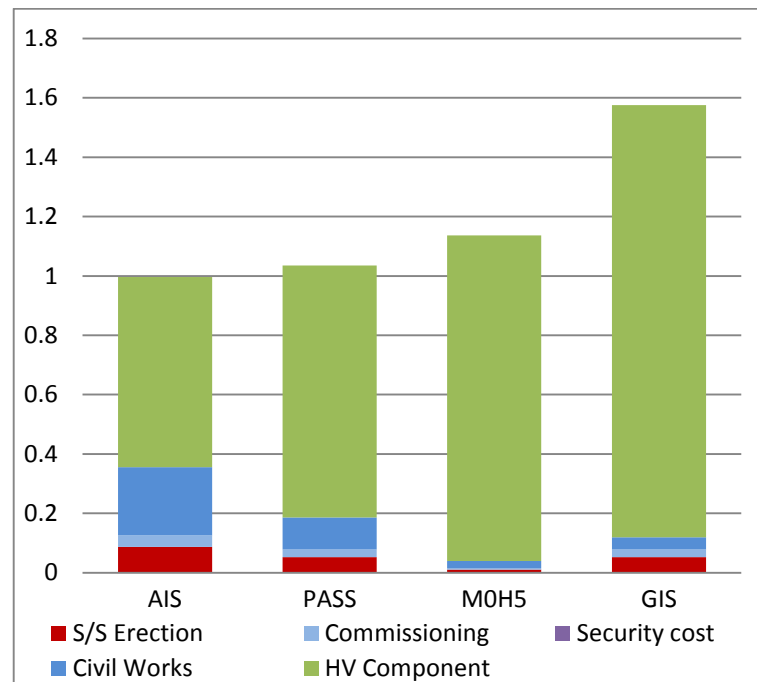


Grafico 4-6: costo di investimento caso 3

In questa installazione il vantaggio del modulo MOH rispetto alla rapidità d'installazione non permette di avere un significativo risparmio a causa del basso costo della manodopera. La riduzione di spazio, invece, diventa un fattore importante in zone in cui, spesso, l'installazione deve avvenire in luoghi ricoperti da foreste o colline. Il costo di livellamento del terreno diventa, quindi, un fattore significativo e la sua riduzione può far pendere la scelta della soluzione da attuare a favore di una tecnologia che impieghi spazi più ridotti. Anche la necessità di lunghi spostamenti per poter effettuare manutenzione (sottostazione in zone isolate e difficili da raggiungere) porta a scegliere soluzioni che richiedano meno interventi nell'arco di vita dei componenti.

4.1.3.2 VALORI PERCENTUALI

Il grafico mostra come la percentuale del costo di investimento impegnata dai componenti HV sia elevata per il modulo MOH, ma anche per il PASS. A parità di prestazioni offerte in termini di fuori servizio e durata (escluso il tasso di guasto dovuto alle sbarre in aria) il modulo PASS consente di ridurre i costi dell'investimento. In questo tipo di mercato la soluzione in aria può tuttavia presentare inconvenienti in fase di pianificazione poiché può risultare difficile

prevedere i costi reali che si dovranno affrontare per la sistemazione del terreno. In tal caso il modulo PASS garantisce una minor variazione dei costi a seguito di imprevisti lavori civili, poiché occupa un'area inferiore. Un altro fattore da considerare è comunque la lenta e bassa penetrazione dei prodotti in SF6 in paesi con una forte crescita demografica.

4.1.4 CASE 4: EPC non europeo con installazione in Iraq

Miglior soluzione:

- PASS

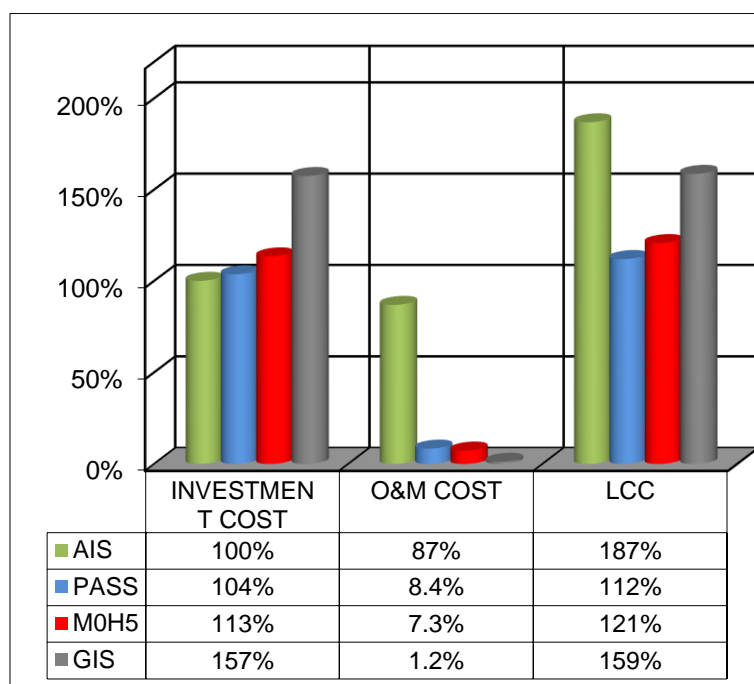


Grafico 4-7: EPC non europeo installa in Iraq

Per questa installazione il costo della sicurezza è ridotto poiché, solitamente, gli EPC locali utilizzano un cantiere recintato che permane per tutta la durata dell'installazione, il cui costo è molto inferiore rispetto a quello presentato nel caso 2. Dopo l'installazione il cantiere viene rimosso, quindi in caso di necessità di manutenzione è necessario provvedere ad un team di sicurezza per gli operatori che presenta un costo più elevato. Inoltre, il costo per la manodopera in fase di manutenzione è più elevato rispetto a quello di montaggio poiché, solitamente, la manutenzione e la riparazione vengono eseguite da chi produce il componente, presumibilmente un'azienda estera, che quindi ha costi elevati per la manodopera. In valore assoluto i costi per la manutenzione solo gli stessi presentati nel caso 2 ma in questa situazione sono percentualmente più rilevanti durante l'arco di vita utile della sottostazione.

4.1.4.1 COSTO DI INVESTIMENTO

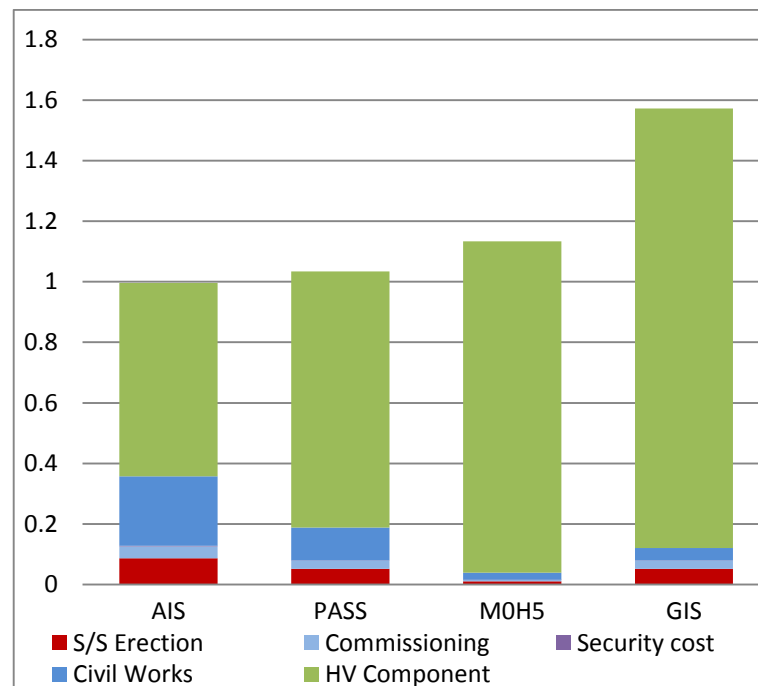


Grafico 4-8: costo di investimento caso 4

In questo mercato il modulo MOH trova difficoltà a risultare conveniente perché il costo totale non dipende così fortemente da tempo di installazione e costi di sicurezza come in altri casi, e la necessità di una veloce installazione può non essere così impellente. Infatti si può vedere come una considerevole parte del costo dell'installazione in aria sia ancora dovuta a costi di realizzazione e lavori civili ma viene ridotta intorno al 35% in questo particolare caso; si era visto in precedenza come tale percentuale arrivasse anche a toccare il 60%, superando il costo dei componenti stessi.

4.1.4.2 VALORI PERCENTUALI

Guardando il grafico appare chiaro come MOH e PASS consentano un forte risparmio in termini di realizzazione e lavori civili ma rispetto al totale sia una minima percentuale. Il costo della sicurezza, in questo caso, diviene anche trascurabile. Anche in questo una percentuale notevole dei costi è composta dai componenti in alta tensione (fino a circa il 90% per MOH). Le sottostazione in aria e con moduli PASS presentano circa lo stesso costo di investimento ma, specialmente in questo caso studio, il PASS consente un forte risparmio in termini di costi di manutenzione durante il ciclo di vita. Tale risparmio è quantificabile come circa il 70% rispetto al costo di investimento per la sottostazione in aria.

4.2 SENSITIVITY

Nell'analisi tutti i costi sono riferiti al costo di investimento per l'aria e viene rappresentato il solo costo di investimento per le tecnologie considerate. Sull'asse delle ordinate si trovano i valori dei costi di investimento in p.u (riferito al costo di investimento in aria). mentre sull'asse delle ascisse si troverà ogni volta la variabile considerata. Per le condizioni iniziali sono state usate le ipotesi del caso numero 1, quindi i punti di partenza dei grafici sono quelli visti nel Grafico 4-2, salvo nei casi in cui uno dei parametri di input sia stato modificato per il calcolo di sensitivity.

4.2.1 Costo per la sicurezza

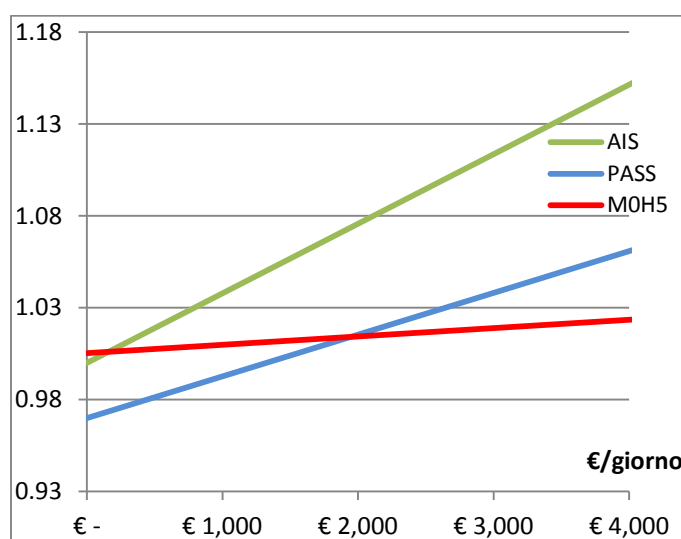


Grafico 4-9: sensitivity per costo di sicurezza

Può succedere che le ipotesi fatte in merito ai costi sostenuti per la sicurezza possano variare; si è ritenuto opportuno valutare cosa succeda in caso di variazioni anche significative. Il grafico mostra come varia il costo di investimento se il costo della sicurezza passa da 0 a 4.000 €/giorno.

Le condizioni iniziali poste sono:

- Costo della manodopera: 1000 €/giorno
- Costo del noleggio della gru: 500 €/giorno

Una variazione significativa del costo della sicurezza produce cambiamenti nella convenienza tra PASS e aria rispetto al modulo MOH. Per un costo della sicurezza fissato a 50 €/giorno le soluzioni con MOH e aria presentano lo stesso costo di investimento e il PASS risulta più conveniente. Se il costo per la sicurezza cresce oltre i 2.000 €/giorno il modulo MOH offre il maggior risparmio in termini di tempo e costi di installazione.

4.2.2 Costo della manodopera

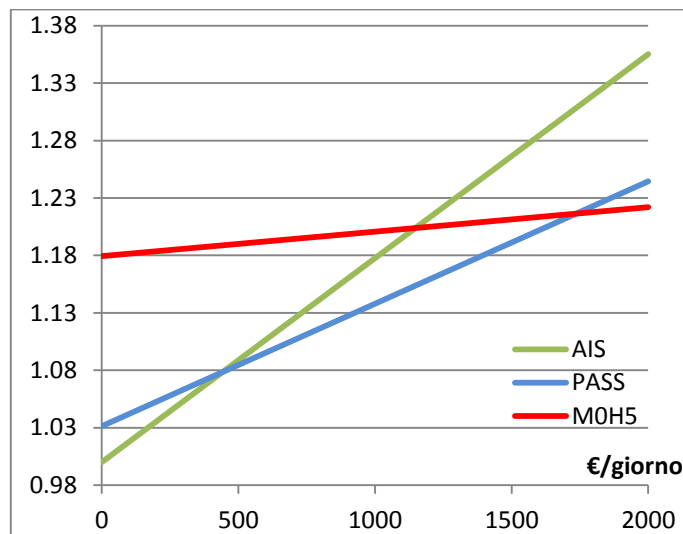


Grafico 4-10: sensitivity per costo della manodopera

È possibile vedere come il costo d'investimento cresca in funzione del costo della manodopera. In paesi in cui questo costo diventa elevato l'installazione di PASS e MOH risulta conveniente:

- Costo manodopera < 500 €/giorno **AIS**
- 500 < Costo manodopera < 1600 €/giorno **PASS**
- Costo manodopera > 1600€/giorno **MOH**

Per basso costo della manodopera, il costo di investimento per la sottostazione in aria risulta minore di quello del PASS ma considerando l'intero LCC (compresi, quindi, i costi di manutenzione), la soluzione in aria risulta più costosa.

I costi della manodopera sono supposti per un EPC che vada ad installare la sottostazione ma i cui componenti principali (PASS e MOH in questo caso) debbano essere installati dal personale dell'azienda che effettua la vendita di questi componenti. Tale costo, dunque, include anche la permanenza della persona nei pressi del sito, il pernottamento, la trasferta di viaggio, le assicurazioni necessarie. A ciò va aggiunto il ricarico dell'azienda costruttrice dell'apparecchiature sul costo sostenuto per la manodopera. Tale costo è presumibilmente uguale a quello in cui si incorre in caso di manutenzione poiché tale attività dovrà avvenire con le modalità appena descritte. Detto ciò si può facilmente intuire come tale parametro possa essere estremamente variabile in funzione della locazione dell'azienda installatrice, della distanza alla quale si trova e del paese in cui si trova. Tale analisi, dunque, non si pone

principalmente lo scopo di dare indicazioni quantitative sulla convenienza economica delle installazioni ma di effettuare un'analisi qualitativa e di fornire un metodo generale di valutazione. Per ogni specifico caso dovranno essere, dunque, valutate le condizioni di installazione.

4.2.3 Tempo d'installazione

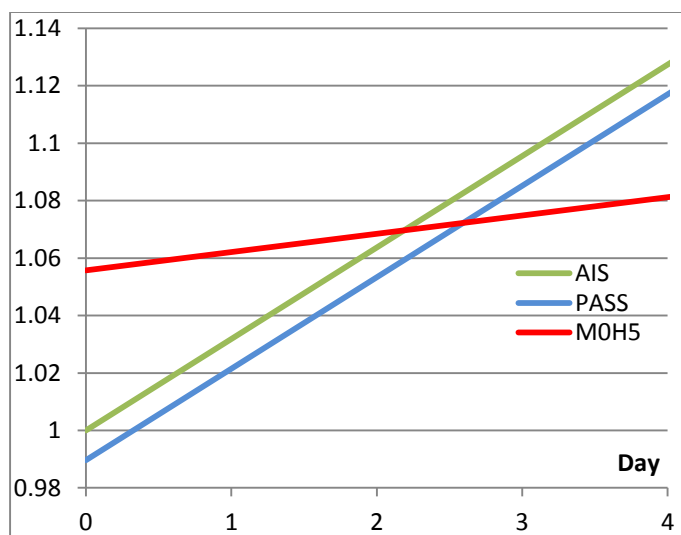


Grafico 4-11: sensitivity per tempo di installazione

Può succedere che il tempo di installazione necessario cresca durante lo svolgimento in modo non previsto (per esempio se sono richiesti maggiori lavori civili oppure se il tempo di montaggio effettivo dei componenti cresce). Il grafico mostra come cambia il costo di investimento se il tempo di installazione cresce da 1 a 4 giorni in più rispetto a quelli già previsti. Il modulo MOH risulta più conveniente rispetto agli altri prodotti poiché impiega meno personale per il tempo aggiuntivo. Generalmente possiamo dire che il modulo MOH dà le maggiori garanzie in caso di installazione in paesi ad alto rischio dove è facile e frequente avere un ritardo nell'installazione dovuto a situazioni politiche instabili o a causa di concreti rischi per la sicurezza degli operatori. In caso di ritardi, dunque, si presume che gli installatori siano comunque presenti in sito e debbano, quindi, essere pagati. In tal senso un numero ridotto di persone diminuisce il costo giornaliero dovuto al ritardo.

4.2.4 Sensitivity per il costo del terreno

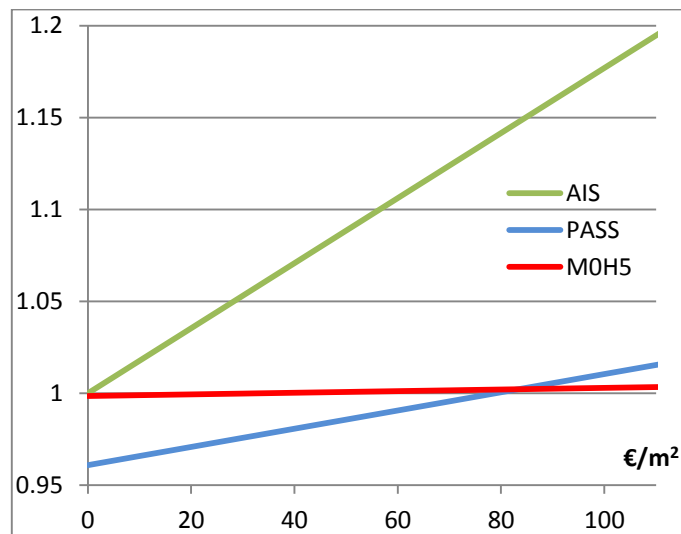


Grafico 4-12: sensitivity per il costo del terreno

Consideriamo ora il caso numero 1 d'installazione in Europa. Nel Grafico 4-2 il costo del terreno era considerato nullo; partendo da questo, dunque, viene creato il Grafico 4-12 aumentando il costo del terreno da 0 a 100 €/m². I punti di partenza, dunque, sono quelli del caso numero 1, mentre l'andamento all'aumentare del costo, è definito dalla superficie occupata dalla sottostazione.

Il grafico mostra, quindi, come il prezzo del terreno vada ad influenzare enormemente il costo totale di investimento. La sottostazione in aria, infatti, richiede un notevole spazio per l'installazione e se il costo al mq diventa elevato può far variare sensibilmente il costo totale. Il PASS, invece, occupando circa il 30% dello spazio necessario per un'installazione in aria, è meno sensibile alla variazione del costo del terreno. Il modulo MOH, occupando una porzione veramente ridotta rispetto alle altre due soluzioni mostrate, si rende quasi indipendente dal costo del terreno necessario per la costruzione della sottostazione.

Per il caso peggiore considerato nel grafico (100 €/mq), le percentuali relative al costo del terreno rispetto al costo totale dell'investimento sono:

- 39% per l'aria,
- 14% per il PASS,
- 1% per il modulo MOH.

Non è facile stimare il costo del terreno e dare indicazioni generali sulle approssimazioni da fare per poterlo stimare, essendo un parametro influenzato da molteplici fattori. Se consideriamo un'installazione vicino ad una città europea possiamo ipotizzare di avere un

elevato costo al m² poiché si tratta di un'installazione vicina ad una zona urbana. Diventa, quindi, importante valutare come una riduzione dell'ingombro vada ad influenzare il costo finale dell'installazione. Se consideriamo un'installazione in zona montuosa e desertica (tipica di paesi come il Cile) possiamo ipotizzare nullo il valore e quindi il costo del terreno. In questo caso ci saranno, comunque, altri aspetti da considerare, come il tempo necessario per arrivare in sito, i costi di spedizione, le modalità e i costi per effettuare manutenzione, le temperature, l'altimetria e di conseguenza le caratteristiche che dovranno avere i componenti installati.

Per un'installazione GIS dobbiamo fare altre considerazioni: generalmente una sottostazione GIS viene installata indoor, quindi non è corretto parlare solo di costo del terreno ma va sommato anche il costo dell'edificio (se non ancora presente). La soluzione GIS è tipica di ambienti urbani in cui è necessario compattare il più possibile la sottostazione e quindi le alternative possibili sono la sottostazione GIS, appunto, oppure il modulo MOH, che può essere dotato di uscite in cavo per ridurre ulteriormente l'ingombro. Valutando le installazioni dal punto di vista affidabilistico è possibile evidenziare come emerge dai report Cigré che le installazioni indoor presentano, tipicamente, una riduzione del 30% del tasso di guasto per le apparecchiature in SF₆. Il rapporto per la sottostazione in aria può arrivare a 1:19 per indoor/outdoor poiché si ha un maggiore isolamento dall'ambiente esterno. Tale soluzione rimane, tuttavia, difficile da attuare per sottostazioni in aria in quanto lo sviluppo dei componenti non si ha solamente in larghezza e lunghezza ma anche in altezza. Si dovrebbe, dunque, prevedere un edificio di notevoli dimensioni, il cui costo andrebbe ad annullare i benefici ottenuti da una riduzione del costo di manutenzione.

4.2.5 CONCLUSIONI SUI CASI STUDIO

Abbiamo visto come ci siano molti fattori che possano influenzare il costo di investimento per la sottostazione e il LCC. Ogni installazione dev'essere accuratamente analizzata per trovare la soluzione più economica e conveniente ma ci sono alcune conclusioni che si possono trarre.

Situazioni a favore della sottostazione con moduli PASS:

- Basso costo della manodopera: i moduli PASS permettono un risparmio di tempo rispetto alle sottostazioni in aria e un costo minore rispetto al modulo MOH.
- Basso costo per la sicurezza: durante l'installazione il PASS risulta più conveniente rispetto al modulo MOH perché il tempo d'installazione maggiore non comporta significativi aumenti nel costo totale dell'opera.

Situazioni a favore del modulo MOH:

- Alto costo della manodopera: significativo risparmio in termini di tempo e costi.
- Alto costo per la sicurezza: con una veloce installazione il modulo MOH garantisce un costo fissato per l'investimento poco influenzabile dalle condizioni d'installazione.

Situazioni a favore dei prodotti in SF6:

- Con una manutenzione notevolmente ridotta rispetto alle sottostazioni in aria, i moduli PASS e MOH permettono di ridurre i costi durante il ciclo di vita delle apparecchiature, specialmente in paesi ad alto rischio dove può essere difficile o costoso effettuare interventi di ripristino o di pulizia e manutenzione.

4.3 COSTI DI INTERRUZIONE

Durante la progettazione della sottostazione dev'essere considerato il fatto che un guasto ad un componente può provocare un fuori servizio per un numero variabile di utenze o di linee e causando, dunque, costi diversi. Ora vogliamo valutare quale componente può causare fuori servizio in caso di guasto e dove avviene l'interruzione. Nella Figura 4-1 supponiamo che la sottostazione sia alimentata dalle linee L1 e L2 e che i lati T1 e T2 alimentino due trasformatori ai quali sono connesse delle normali utenze.

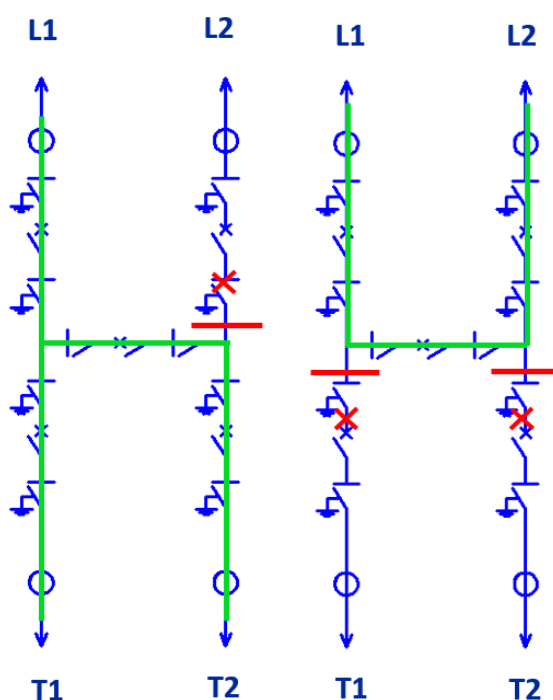


Figura 4-1: fuori servizio per linee (sinistra) e carico (destra)

Analizziamo la Figura 4-1:

- nell'immagine di sinistra possiamo vedere come un guasto sull'interruttore della linea in arrivo, porta ad un fuori servizio del collegamento fra le linee; nel caso la rete collegata ad L2 sia esercita in modo radiale ne conseguirà il completo fuori servizio;
- nell'immagine di destra, invece, vediamo come un guasto sugli interruttori che collegano i carichi alle linee di alimentazione porti ad un fuori servizio; in particolare si può vedere quali sono gli interruttori che causano la perdita dei carichi alimentati.

Quelli rappresentati sono solo due dei possibili casi di guasto che causano interruzioni di servizio, nel seguito vedremo in dettaglio tutti i casi possibili.

Quando è stato definito il layout di sottostazione, i tempi di interruzione vengono definiti dai tassi di guasto dei componenti e da ciò verrà definito il tempo totale di fuori servizio della sottostazione. I costi verranno calcolati come già definito nel capitolo 4 e derivano dall'analisi di affidabilità. Migliorando la qualità della fornitura attraverso l'installazione di componenti in SF6, il gestore di rete riesce ad assicurare una maggiore continuità di servizio, riducendo le penalità dovute per l'energia e la potenza non fornite. Per valutare questi costi di interruzione per il TSO sono stati ipotizzati alcuni parametri:

- taglia del carico: 350 MW;
- costo per energia non fornita: 0.07 €/MWh;
- costo per la potenza non fornita: 0.35 €/MWh.

Con questi dati è stato calcolato il costo totale di interruzione per il carico alimentato dalla sottostazione, sempre attraverso le formule viste nel capitolo 4. Nel seguente grafico possiamo vedere come il costo di interruzione diventi fino a 3 volte maggiore rispetto al costo di investimento per una sottostazione in aria ma come venga ridotto del 30% per sottostazione con moduli PASS o MOH. Questi costi non includono il costo dell'operatore che dovrà effettuare la sostituzione dei componenti guasti perché è comunque molto ridotto rispetto all'intero LCC.

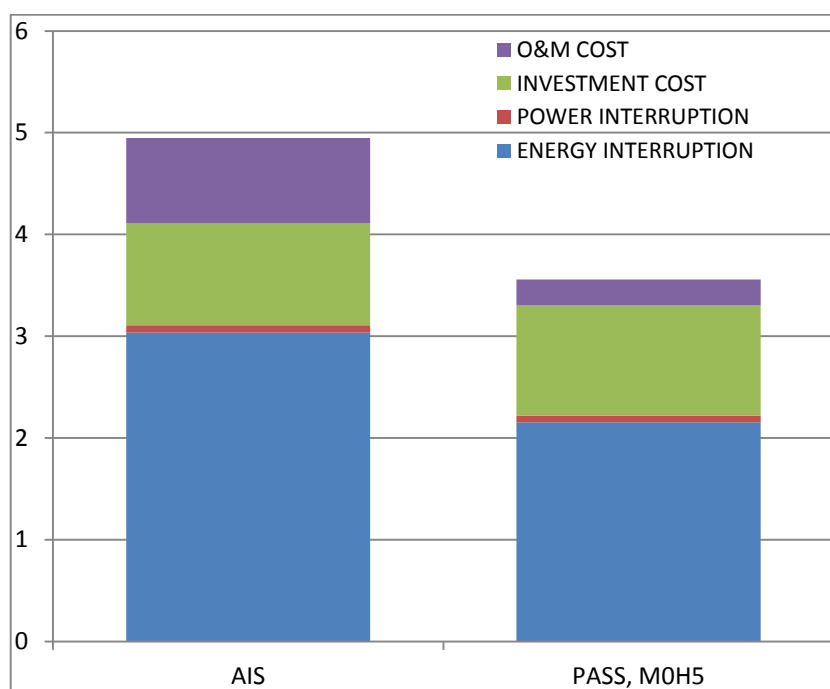


Grafico 4-13: costi di interruzione

Possiamo vedere, inoltre, come il costo maggiore sia dato dall'energia non fornita, che è direttamente proporzionale alla durata dell'interruzione. Nell'analisi effettuata, per il tempo di interruzione dovuti ai guasti sono considerati esclusivamente i tempi di sostituzione o riparazione dei componenti, escludendo il tempo necessario all'operatore per raggiungere il sito di installazione. Diventa, dunque, un fattore determinante anche la posizione della sottostazione. Se è installata in luoghi difficili da raggiungere, il tempo necessario per la riparazione aumenterà anche notevolmente, rendendo molto importante avere la più elevata affidabilità possibile. Il costo di interruzione è calcolato sull'intero ciclo di vita della sottostazione, considerato pari a 30 anni.

Il costo di interruzione di potenza dipende solo dalla taglia del carico e il costo di interruzione dell'energia dipende dal tempo di interruzione. È importante ridurre tale tempo e ripristinare il componente guasto il più velocemente possibile e prevedere soluzioni temporanee per l'alimentazione del carico. Nel capitolo seguente mostreremo come in caso di guasto ad un interruttore ci sono alcune configurazioni che permettono di rialimentare carico o linea con un minimo fuori servizio, migliorando la continuità di servizio.

Il costo di interruzione dell'energia può variare notevolmente in base ad alcuni fattori. In paesi dove ci sono reti che servono un vasto numero di utenti, un fuori servizio di una linea può causare notevoli costi al gestore di rete in termini di penalità a seguito di energia non fornita. Generalmente la formula per valutare il costo dell'energia non fornita è la seguente:

$$\text{Costo del fuori servizio} = \frac{PIL}{\text{Energia prodotta nel Paese considerato in un anno}}$$

È un parametro realistico perché basato sulla ricchezza prodotta in un paese quindi dovremo assumere che l'energia non fornita si traduca in una perdita economica per le aziende alimentate dalla rete del TSO. Per un caso europeo consideriamo i dati di Terna che fissano tale costo a 4.200 €/MWh.

Dopo questa ipotesi, dunque, andiamo a considerare una linea che trasporta 350 MW ed è collegata alla linea L2 dello schema di Figura 4-1. Supponiamo la rete a valle di L2 esercita in modo radiale. Un fuori servizio del collegamento fra L1 ed L2, crea una disalimentazione della rete appena considerata. Con i dati di affidabilità ottenuti nei paragrafi precedenti, andiamo a calcolare il costo di questo fuori servizio.

Si possono vedere i risultati ottenuti nel Grafico 4-14.

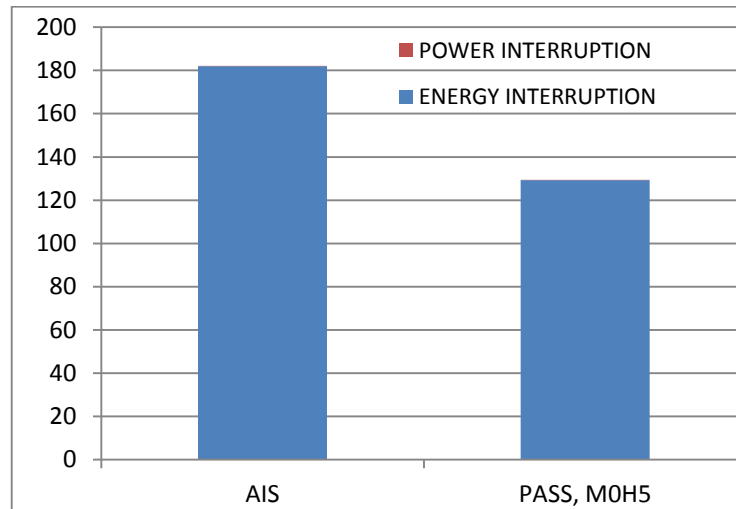


Grafico 4-14: costo di interruzione per la linea

In questo caso è stato considerato il costo di investimento, poiché l'ordine di grandezza del fuori servizio, calcolato come detto, è tale da far risultare il costo di investimento influente poiché circa 200 volte inferiore al costo di interruzione.

PASS e MOH5 vengono mostrati nella stessa colonna poiché la differenza rispetto al costo di investimento non è rilevante in quest'analisi. Viene considerato un modulo MOH non compartimentato, quindi con tasso di guasto paragonabile a quello del PASS. In valore relativo vediamo che la differenza rispetto alla sottostazione in aria è pari a -28% a favore del PASS e in valore assoluto vale 37.000.000 €. Il costo di interruzione per la potenza appare molto basso e non pesa significativamente.

Nell'ottica di generalizzare il calcolo i seguenti grafici mostrano i valori di sensitivity per il LCC se cambiano i valori dei costi di interruzione per l'energia e se cambia la taglia del carico. Dove il costo per l'interruzione dell'energia è elevato, PASS e MOH sono la soluzione ideale per il gestore di rete per ridurre significativamente il LCC della sottostazione. Se il costo di interruzione cresce, dunque, la differenza fra aria e PASS diventa più marcata.

L'analisi di sensitivity per i costi di interruzione è mostrata nel Grafico 4-15 per la linea, mentre nel Grafico 4-16 è mostrata l'analisi di sensitivity in funzione della taglia del carico.

In

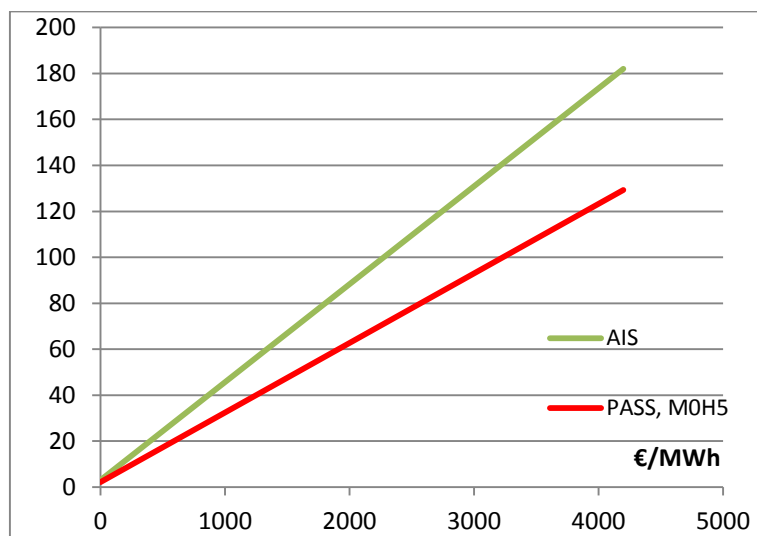


Grafico 4-15: sensitivity per il costo di interruzione per la linea

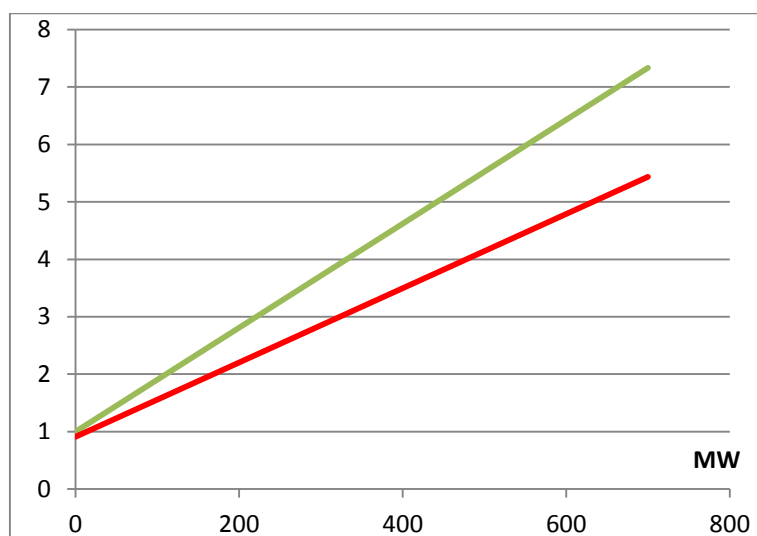


Grafico 4-16: sensitivity per il costo di interruzione in funzione della taglia del carico

Tutti i costi sono espressi in [€/anno] ma sono riportati in valore relativo rispetto al costo di investimento iniziale per l'aria.

CONCLUSIONI

In aggiunta al LCC abbiamo mostrato come le tecnologie in SF6 possono ridurre il valore totale del tempo di fuori servizio per linee e carichi rispetto alle soluzioni in aria. PASS e MOH possono ridurre la frequenza totale di fuori servizio e nel grafico seguente si può vedere un dettaglio riassuntivo dei tempi di fuori servizio (per MOH si considera modulo non compartimentato).

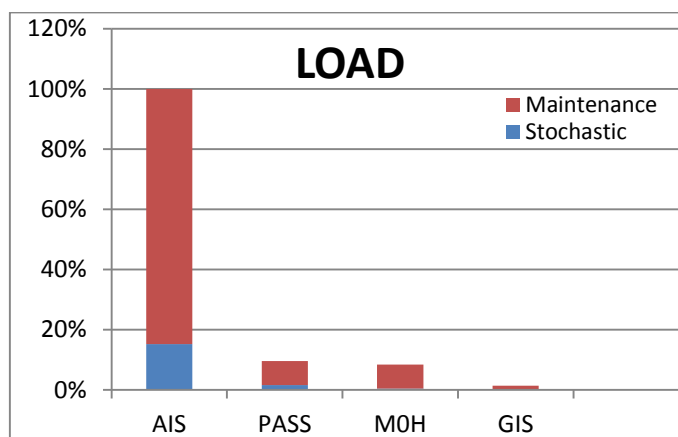


Grafico 4-17: tempo di fuori servizio per il carico

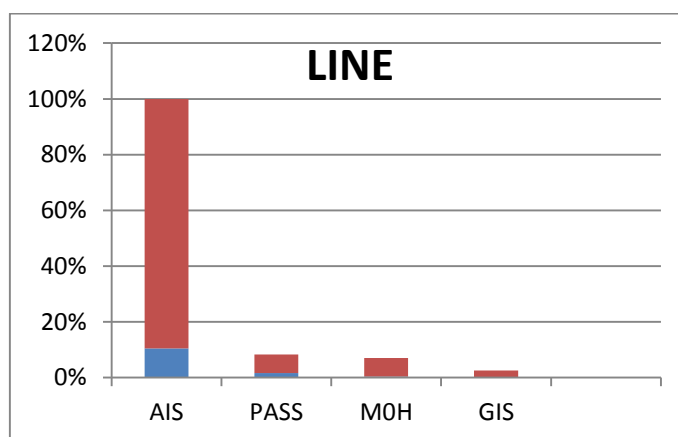


Grafico 4-18: tempo di fuori servizio per la linea

Il tasso di fuori servizio dovuto ai guasti non presenta elevatissime differenze poiché costruttivamente la camera di interruzione è analoga per tutte e tre le tecnologie. Quello che presenta una forte differenza è il tempo di manutenzione, elevato per la sottostazione in aria, che viene fortemente ridotto grazie all'isolamento dall'ambiente esterno dovuto al gas SF6. In aggiunta a questo si ha la difficoltà di installazione di sottostazioni in aria in luoghi con condizioni climatiche particolarmente critiche, come in presenza di neve, sale, sabbia o in zone difficili da raggiungere e in cui risulta problematico lo svolgimento della regolare manutenzione.

5 COMPARAZIONE DELLE CONFIGURAZIONI

La configurazione ad H può avere numerose variazioni a causa della possibilità di impiegare un diverso numero di interruttori, in base dalle esigenze di servizio da svolgere. In questo capitolo vedremo la differenza fra una configurazione ad H con 5, 4, 3 e 2 interruttori e la comparazione della configurazione ad H con la configurazione ad anello. Verrà, inoltre, fatta un'analisi di affidabilità per ogni configurazione possibile del modulo MOH, in questo caso assunto con componenti compartimentati. Nei diagrammi indicheremo con T1 e T2 i trasformatori alimentanti due carichi supposti collegati alla sottostazione.

5.1 CONFIGURAZIONE AD H

5.1.1 Configurazione 1 (H5)

Abbiamo già abbondantemente trattato e analizzato questa configurazione, quindi non entreremo in ulteriori dettagli.

5.1.2 Configurazione 2 (chiamata M0H4D nel portfolio ABB)

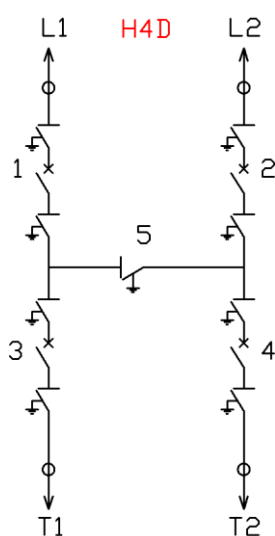


Figura 5-1: M0H4D

Rispetto alla configurazione H5 abbiamo rimosso l'interruttore che fungeva da congiuntore di sbarra, lasciando solamente un sezionatore con lame di terra. Questa nuova configurazione presenta 2 componenti in meno per il collegamento fra le linee L1 e L2 in ingresso alla sottostazione, con un conseguente miglioramento dei valori di fuori servizio per il TP. Tuttavia, permane un problema di rialimentazione del carico in caso di fuori servizio degli interruttori 1 e 2.

Se avviene un guasto sull'interruttore 2 e il sezionatore 5 è aperto, le operazioni per rialimentare il carico T2 sono le seguenti:

- Apertura dell'interruttore 1 (con conseguente fuori servizio del trasformatore 1);
- Chiusura del congiuntore 5;
- Richiusura dell'interruttore 1 (rialimentazione dei carichi T1 e T2).

5.1.3 Configurazione 3 (H4 nel portfolio ABB)

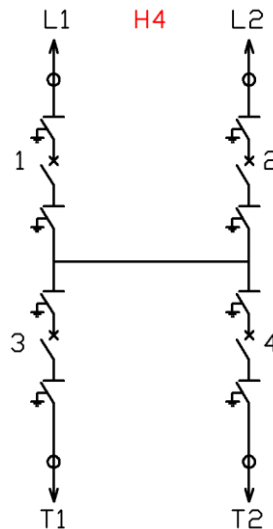


Figura 5-2: M0H4

Stessa configurazione del modulo M0H4D ma senza il congiuntore di sbarra. In caso di guasto su un interruttore è possibile agire come nella configurazione H4D (con la differenza che non si ha più il congiuntore di sbarra sul quale operare). La rimozione del congiuntore causa problemi in caso di guasto su uno dei sezionatori che si affacciano sulla sbarra centrale poiché un malfunzionamento (o un guasto verso terra) determinerebbe l'impossibilità di escludere il ramo guasto e quindi il fuori servizio dell'intera sottostazione. Anche un eventuale guasto sulla sbarra comporterebbe lo stesso problema ma bisogna comunque considerare che si tratta di un elemento completamente statico e immerso in un comparto gas, che non subisce alcuna influenza dall'ambiente esterno o da altri agenti atmosferici.

5.1.4 Configurazione 4

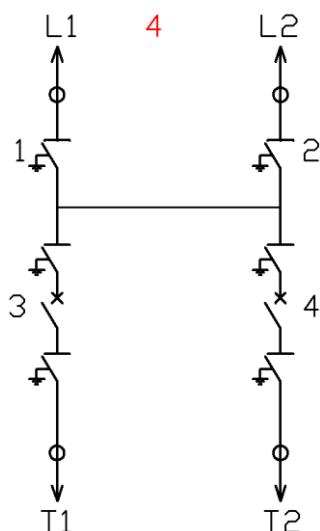


Figura 5-3: MOH configurazione numero 4

Si premette che la configurazione in Figura 5-3 è adottabile solo in caso in cui le linee AT in arrivo siano protette a monte da un interruttore.

Rispetto alla configurazione H4 abbiamo rimosso gli interruttori sui rami 1 e 2. Questo apporta benefici sul transfer path, poiché il numero dei componenti è notevolmente ridotto (ovviamente ciò riduce anche la possibilità di esercizio del sistema). Permangono i problemi relativi a un guasto sui sezionatori lato sbarra e ad un guasto sulla sbarra stessa. In questi casi si rende necessaria l'interruzione di servizio per l'intera sottostazione. Non esiste la possibilità di interrompere a carico il collegamento fra L1 ed L2 e ciò quindi può comportare il dover interrompere a monte la linea che alimenta la sottostazione in caso di guasto. La configurazione può, quindi, essere adatta se la sottostazione è gestita dal TSO che sa in che modo e con quali costi può mettere fuori servizio le linee che alimentano la sottostazione.

5.1.5 Configurazione 5

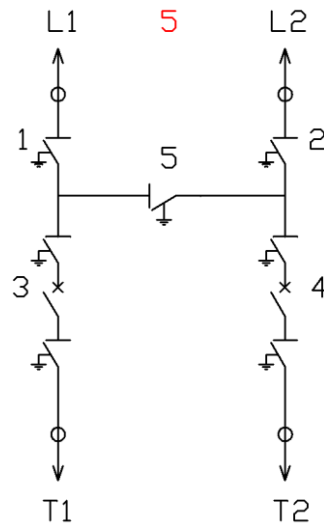


Figura 5-4: M0H configurazione numero 5

Rispetto alla configurazione H4D sono stati rimossi gli interruttori 1 e 2 ma si è mantenuto il congiuntore di sbarra. La soluzione migliora il TP a causa del basso numero di componenti che collegano le linee L1 e L2. Il fatto di non avere interruttori porta ad un miglioramento del tasso di guasto (poiché i componenti che si guastano di più sono appunto gli interruttori) a fronte, però, di una riduzione delle possibilità di esercizio e di flessibilità. In caso di guasto sugli interruttori 3 o 4 è necessario interrompere a monte le linee che alimentano la sottostazione per poter procedere all'apertura dei sezionatori.

5.1.6 Configurazione 6

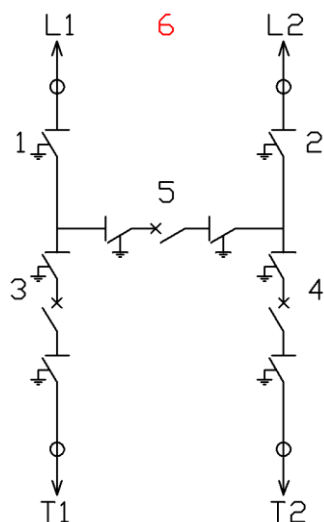


Figura 5-5: M0H configurazione numero 6

Anche in questa configurazione il requisito è avere a monte un interruttore di protezione per le linee AT in ingresso.

In questa configurazione sono stati rimossi gli interruttori 1 e 2 ed è rimasto il solo sezionatore. Si mantiene l'interruttore 5 come congiuntore di sbarra a seguito della volontà di avere maggiore flessibilità di servizio e la possibilità di poter operare sottocarico e poter far lavorare le due linee in modo autonomo. Questo permette di cambiare la configurazione in caso da rete magliata a rete radiale o comunque di modificare il layout della rete. Rimuovendo due interruttori il tasso di guasto diminuisce e anche il tempo di manutenzione e fuori servizio. Contemporaneamente manteniamo importanti funzionalità di servizio come appena visto.

Configurazione 7 (non ancora esistente)

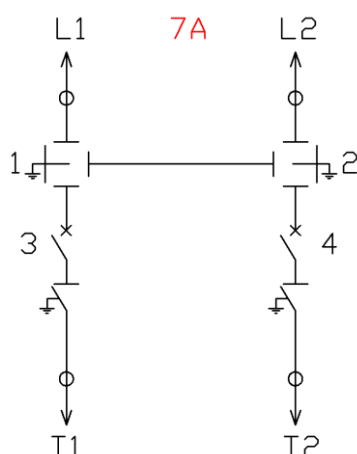


Figura 5-6: M0H configurazione numero 7A

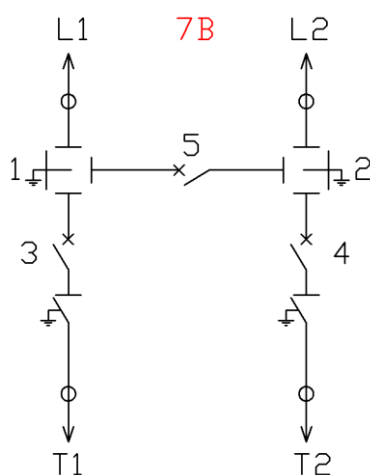


Figura 5-7: M0H configurazione numero 7B

Abbiamo ipotizzato una nuova configurazione con un triplo sezionatore. Questo componente può essere realizzato mediante il normale sezionatore rotante esistente ma aggiungendo un contatto fisso in più. Con questo dispositivo si potrebbe ridurre il tasso di guasto, la frequenza di manutenzione (poiché si potrebbe utilizzare un unico comando) poiché ridurremmo a 2 il numero dei sezionatori anziché 6. Nella configurazione 7B abbiamo mantenuto comunque l'interruttore 5 per poter avere maggiore flessibilità di esercizio. In questo modo possiamo

ottenere le configurazioni 5 e 6 utilizzando meno componenti. La differenza in termini di TOD e ID per le configurazioni 5 e 6 è bassa e possiamo ritenerle simili dal punto di vista del carico. Stessa cosa per la configurazione 7B con l'interruttore come congiuntore di sbarra; per il tempo di fuori servizio del carico non è rilevante la presenza dell'interruttore. Bisogna comunque tenere presente che, in funzione della flessibilità di servizio, la configurazione 7B appare migliore. In questo capitolo mostreremo le differenze, dal punto di vista dell'affidabilità per le varie configurazioni ma considereremo uguali le configurazioni 7° e 7B in quanto le differenze sono dell'ordine dell'1% e quindi trascurabili in questo tipo di analisi. Questo è valido, inoltre, per il fatto che le considerazioni fatte sono puramente statistiche e devono essere considerate in tal senso. Inoltre bisogna considerare come le statistiche Cigré siano in continua evoluzione, specie per prodotti che hanno una storia relativamente recente.

Evidenziamo che i dati considerati finora per i guasti, sono quelli per i cosiddetti Major Failure. Sono definiti come i guasti che comportano l'impossibilità, per l'apparecchiatura, di continuare a funzionare. È il caso, per esempio, di un guasto all'isolamento, la perdita di gas isolante, un contatto permanente verso terra. Nei report Cigré sono anche tabulati i dati di minor Failure. Tali casi sono quelli in cui l'apparecchiatura subisce un guasto ma può continuare a rimanere in servizio, anche se con prestazioni limitate. È il caso, per esempio del guasto al comando di un sezionatore; questo determina l'impossibilità di poter utilizzare il componente per il sezionamento elettrico, ma permette comunque di mantenere l'alimentazione poiché è comunque in grado di condurre corrente.

In particolare vogliamo porre attenzione sulla comparazione fra il primo e il secondo sondaggio Cigré effettuato sui componenti in SF6 per quanto riguarda i dati di major failure:

- 1st survey: 1988-91: 0,67 (MaF/100 CB years)
- 2nd survey: 2004-07: 0,30 (MaF/100 CB years)

La frequenza di guasto è più che dimezzata e questo grazie al miglioramento dei materiali utilizzati e grazie al fatto che la popolazione di interruttori installati è in continuo aumento negli ultimi anni:

- 1st survey popolazione di 70.708 CB
- 2nd survey popolazione di 281.090 CB

Nel caso del secondo sondaggio, le statistiche di guasto possono considerarsi più affidabili poiché effettuato su una popolazione di interruttori quasi 4 volte superiore.

La Tabella 5-1 mostra i risultati ottenuti dal software SUBREL per le configurazioni mostrate nel capitolo (H5, H4, H4D e per le configurazioni 4, 5, 6, 7):

Tabella 5-1: analisi configurazioni MOH

	TRANSFER PATH						LOAD					
	Frequenza dell'interruzione [1/anno]			Durata dell'interruzione [ore/anno]			Frequenza totale d'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
Conf H5	0,3359	4,3000	4,6359	3,1797	27,0000	30,1797	0,2315	2,0750	2,3065	2,2879	12,7500	15,0379
AIS	0,0669	0,3335	0,4004	0,5028	2,0010	2,5038	0,0324	0,2001	0,3754	0,2482	1,2006	1,4488
MOH5	0,0207	0,3335	0,3542	0,1334	2,0010	2,1344	0,0093	0,2001	0,2094	0,0635	1,2006	1,2641
GIS	0,0067	0,2750	0,2817	0,0295	0,7500	0,7795	0,0033	0,1500	0,1533	0,0062	0,2000	0,2062
<hr/>												
MOH5	0,0207	0,3335	0,3542	0,1334	2,0010	2,1344	0,0093	0,2001	0,2094	0,0635	1,2006	1,2641
MOH4D	0,0183	0,2668	0,2851	0,1042	1,6008	1,7050	0,0157	0,2001	0,2158	0,0552	1,2006	1,2558
MOH4	0,0179	0,2668	0,2847	0,1162	1,6008	1,7170	0,0153	0,2668	0,2821	0,1006	1,6008	1,7014
CONF.4	0,0135	0,2001	0,2136	0,0655	1,2006	1,2661	0,0135	0,2668	0,2803	0,0656	1,6008	1,6664
CONF.5	0,0135	0,2001	0,2136	0,0461	1,2006	1,2467	0,0130	0,2001	0,2131	0,0246	1,2006	1,2252
CONF.6	0,0163	0,2001	0,2164	0,0707	1,2006	1,2713	0,0087	0,2001	0,2088	0,0478	1,2006	1,2484
CONF.7	0,0154	0,0667	0,0821	0,0633	0,4002	0,4635	0,0082	0,1334	0,1416	0,0441	0,8004	0,8445

L'analisi è stata fatta solo per il modulo M0H ma è eseguibile con gli stessi principi per le altre tecnologie. Premettiamo che la comparazione con i valori di guasto è da intendersi rispetto alla configurazione H5, se non diversamente specificato. Possiamo vedere che la rimozione dell'interruttore sul congiuntore di sbarra migliora il transfer path, poiché abbiamo un componente in meno (oltretutto dinamico e sottoposto a maggiore stress termico) nel collegamento fra le linee L1 ed L2. Possiamo vedere un esempio di questa differenza nella valutazione delle differenze fra le configurazioni H5 e H4D: la riduzione di interruzione è pari a circa il 25% per il Transfer Path mentre per il carico rimangono gli stessi valori calcolati, poiché il congiuntore di sbarra con il solo sezionatore non porta ad avere benefici. Se compariamo la configurazione H5 con la configurazione H4 possiamo vedere come la completa rimozione del congiuntore di sbarra porti ad un incremento di fuori servizio pari al 35% per il carico (oltre alla minore flessibilità di servizio). Questo accade perché, in caso di guasto sui sezionatori 1 o 2 (affacciati alla sbarra), è impossibile isolare il guasto e continuare ad alimentare il carico. L'interruzione dovrà avvenire tramite interruttore e in seguito ci dovrà essere l'apertura del sezionatore lato linea per entrambi i rami. Il ripristino del componente guasto dovrà avvenire con il modulo completamente fuori servizio. Altri commenti possono essere svolti per quanto riguarda la configurazione numero 4: il tasso di guasto sul TP diminuisce del 50 %, poiché abbiamo solo due componenti fra le linee L1 ed L2 ma per il carico aumenta del 31%, per i motivi esposti, per la configurazione H4. L'aumento è basso poiché da L1 a T1 si ha un solo interruttore, quindi tasso di guasto più basso, ma rispetto alla configurazione H5 la continuità di servizio non è garantita con la stessa modalità a causa della mancanza del congiuntore di sbarra.

Finora abbiamo discusso sulle configurazioni (eccetto la numero 4) che hanno un interruttore lato linea. Se consideriamo la configurazione numero 5 abbiamo la presenza di un sezionatore come congiuntore di sbarra, e l'assenza dell'interruttore sul lato linea di alimentazione. Come già detto, questo riduce la possibilità di operare con circuito sotto carico ma porta ad una significativa riduzione del tasso di fuori servizio. La configurazione 5 presenta una riduzione di fuori servizio per il TP pari al 52% e il fuori servizio per il carico è ridotto solo del 3%. Questo accade poiché abbiamo rimosso 3 interruttori tra le linee L1 ed L2, con una notevole riduzione del tasso di guasto, ma abbiamo mantenuto il congiuntore di sbarra per permettere maggiore flessibilità di servizio. In caso di guasto sul sezionatore 1 non possiamo alimentare T1 ma possiamo rialimentare T2 con le seguenti operazioni:

- apertura degli interruttori a monte di L1 ed L2;
- apertura del sezionatore 5;

- chiusura degli interruttori a monte della linea L2.

In questo modo T2 verrà rialimentato e subirà un piccolo fuori servizio (nell'ordine dei minuti), poiché le operazioni possono essere fatte tramite controllo remoto. I risultati ottenuti per la configurazione 6 mostrano una diminuzione del fuori servizio sul TP pari al 50%, e di fuori servizio per il carico pari all'1%. I benefici della presenza dell'interruttore sul congiuntore di sbarra rendono questa configurazione simile alla 5 ma migliorano notevolmente le possibilità di esercizio. Finora la migliore configurazione in termini di durata di fuori servizio e flessibilità di esercizio può essere considerata la numero 6 che è un buon compromesso fra diminuzione del numero di componenti, mantenimento dell'affidabilità e delle possibilità di esercizio.

In ultimo si vuole analizzare la configurazione numero 7. Il programma SUBREL non permette di modellizzare un sezionatore come quello mostrato in figura quindi si è provveduto ad ottenere un modello con i componenti a disposizione:

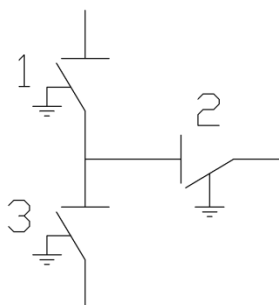


Figura 5-8: sezionatore con 3 connessioni

Settaggio della configurazione:

- I sezionatori 1 e 3 hanno tasso di guasto e di manutenzione posto a zero in modo da non influenzare il tasso totale di guasto ma mantenendo comunque le stesse funzionalità. Tale ipotesi è fatta poiché, in caso di guasto su 1 e 3 verrà aperto comunque anche il sezionatore 2, quindi verrà applicato ad esso il totale tasso di guasto e manutenzione (solo per necessità di modellizzare il componente).
- Come appena spiegato, il sezionatore 2 verrà impostato con tasso di guasto e manutenzione pari a quelli di un normale sezionatore isolato in gas SF6 aumentato del 10 % (si vedrà in seguito come si è giunti a questa conclusione).

In questo modo, abbiamo tasso di guasto e manutenzione ridotti a quelli di un solo sezionatore ma con la funzionalità pari a quella di 3 dispositivi. La tabella mostra i risultati ottenuti per questa configurazione; la differenza fra le configurazioni 7A e 7B abbiamo già detto essere dell'ordine dell'1%, quindi è stato riportato il tasso di guasto della sola configurazione 7A.

CONCLUSIONI

Dopo queste considerazioni possiamo trarre alcune conclusioni:

- La presenza del congiuntore di sbarra è molto importante per aumentare la continuità di servizio per il carico,
- Se il congiuntore di sbarra è costituito da 2 sezionatori con interruttore la flessibilità di esercizio migliora,
- La rimozione dell'interruttore all'arrivo delle linee migliora il tasso di fuori servizio del TP mantenendo la flessibilità di esercizio.

Abbiamo fatto l'ipotesi di avere un sezionatore con 3 contatti che presenta un tasso di guasto e manutenzione pari a quella di un sezionatore con 2 contatti. Questa assunzione è corretta poiché un contatto aggiuntivo non implica cambiamenti tecnologici ma solo un eventuale aggiunta di un contatto fisso. In particolare in si vede dai dati Cigré la divisione dei guasti su sezionatori in base al tipo di guasto [4]:

Responsible component for failure

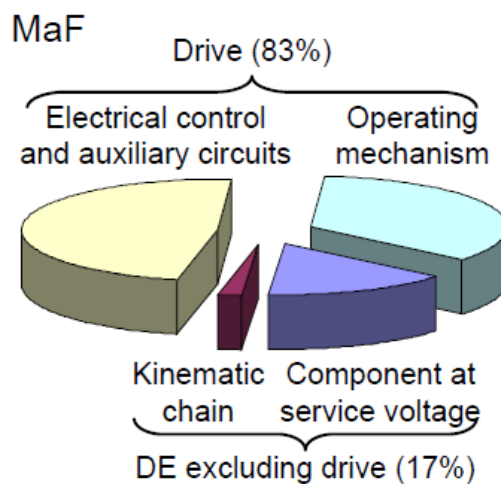


Figura 5-9: tipi di guasti sui sezionatori in gas SF6

Quello che si evidenzia, dunque, è che la maggior parte dei guasti (83%) avviene per problemi al sistema di comando. La percentuale di guasti dovuta alle parti attive si attesta al 17% circa, essendoci due contatti (quindi 8-9% di guasto per ognuno), con l'aggiunta di un terzo si stima di aggiungere un tasso di guasto del 10% al normale sezionatore.

Il movimento del contatto mobile, infatti, non cambia poiché è già predisposto per compiere una rotazione di 270° (Figura 5-10), con la possibilità di andare a connettere tutti e tre i contatti fissi ipotizzati.

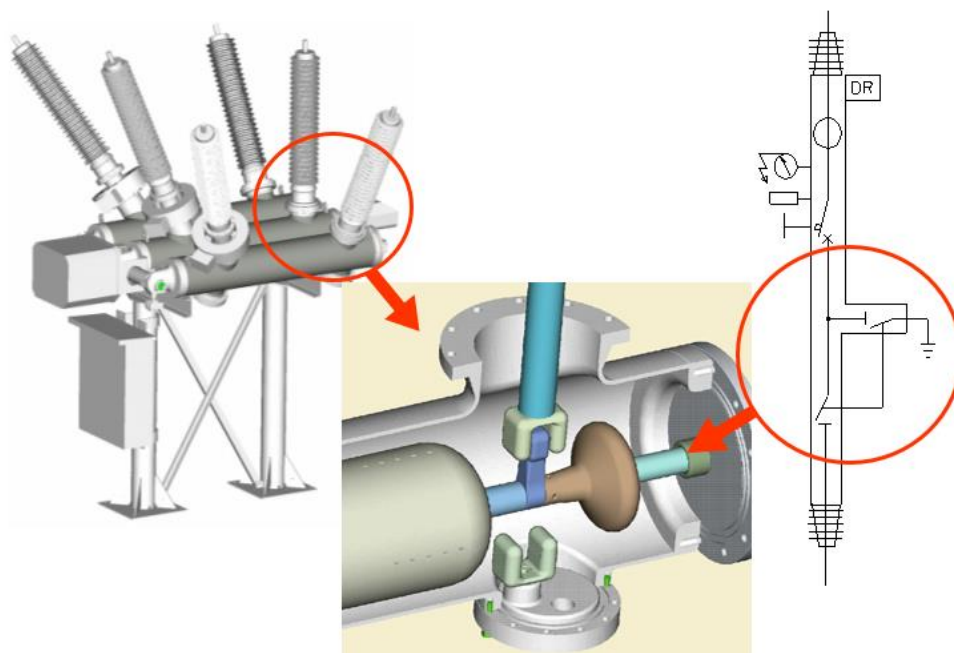


Figura 5-10: rotazione del sezionatore

Dopo queste considerazioni appaiono legittime le ipotesi fatte e l'analisi che ne deriva. Viene inoltre effettuata una comparazione economica in merito all'energia non fornita fra la configurazione 5 e la configurazione 7B (stesse funzionalità ma con sezionatore diverso):

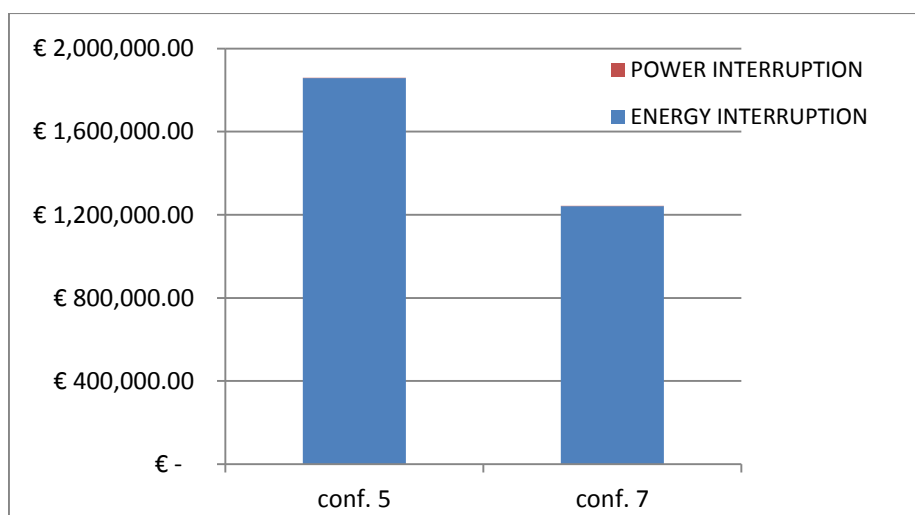


Grafico 5-1: comparazione economica conf 5-conf 7B

Con le ipotesi di costo pari a 4,20 €/kWh e 0.35€7kW per l'energia non fornita, si ottiene una riduzione del costo del fuori servizio pari al 30%, distribuita in gran parte sul costo dell'energia non fornita.

5.2 SINGLE BUSBAR (SBB)

La configurazione più semplice che si possa prendere in considerazione, anche se non molto usata per problemi di affidabilità, è la configurazione in singola sbarra come mostrato in Figura 5-11

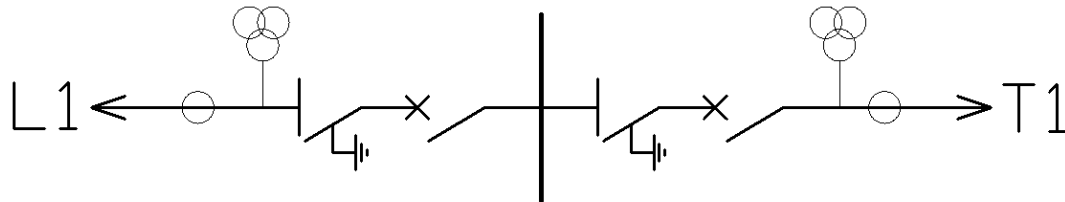


Figura 5-11: configurazione singola sbarra

È facile comprendere come l'uso di una simile configurazione non sia favorevole all'impiego in sottostazioni che necessitano di elevata affidabilità, poiché la rottura di un componente porta al completo fuori servizio. La configurazione in singola sbarra occupa una piccola area e presenta anche un basso costo a causa del basso numero di componenti rispetto alle altre configurazioni considerate finora. Con questa configurazione è possibile estendere il numero di carichi e linee connessi alle sbarre in modo semplice. Infatti per ogni carico aggiuntivo è necessaria solo una stallo composta da interruttore e 2 sezionatori, più gli strumenti di misura. Il problema relativo all'affidabilità rimane ancora perché per ogni carico si ha un'alimentazione proveniente da un solo punto. L'analisi di affidabilità effettuata tramite SUBREL da i seguenti risultati:

Tabella 5-2: risultati affidabilità configurazione singola sbarra

	LOAD					
	Frequenza totale dell'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzion e	TOT
AIS SBB	0,0600	1,1500	1,2100	0,5135	7,5000	8,0135
PASS SBB	0,0309	0,1334	0,3754	0,2369	0,8004	1,0373

In questo caso è impossibile calcolare il TP poiché, per come è stato definito, è il tempo totale di fuori servizio per il collegamento fra le linee che alimentano la sottostazione. In questa configurazione, abbiamo una sola linea di alimentazione e il TP non viene calcolato. Non è stato preso in considerazione il calcolo di affidabilità per un modulo MOH poiché non viene usato in questi casi. L'utilizzo di un modulo completamente isolato in gas presenta problemi in caso di

future espansioni. Nella Figura 5-12 vediamo come viene realizzata la sottostazione utilizzando due moduli PASS e installando un sistema di sbarre in aria.

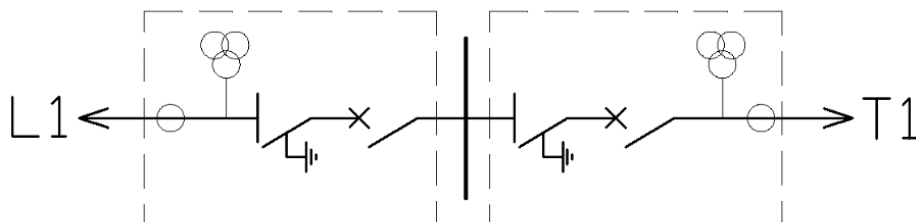


Figura 5-12: sottostazione in singola sbarra con moduli PASS

5.3 DOUBLE BUSBAR (DBB)

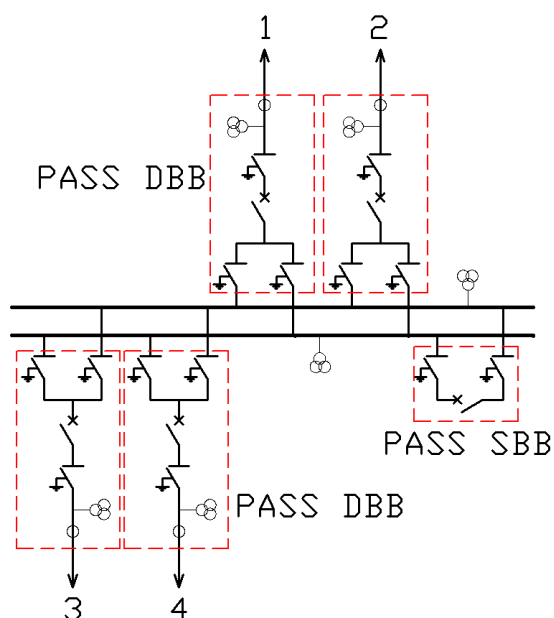


Figura 5-13: configurazione in doppia sbarra

Una delle configurazioni più usate per la costruzione delle sottostazioni è quella in doppia sbarra. Questa configurazione permette di connettere linee e carichi attraverso un doppio sistema di sbarre. In questo modo, si può modificare il flusso di potenza da una sbarra all'altra e collegare i carichi e le linee in modo indipendente. Si può, inoltre, migliorare l'affidabilità del sistema, avendo un backup del sistema di sbarre.

Lo schema di configurazione è quello mostrato in Figura 5-13. In questo caso sono stati usati moduli PASS DBB per il collegamento dei carichi alle sbarre, e un PASS SBB come congiuntore fra i due sistemi.

Si evidenziano:

- 1 e 2: linee di alimentazione;
- 3 e 4: carichi;
- 5: coupler (congiuntore di sbarra).

Questa particolare configurazione è utilizzata per varie ragioni:

- Ci sono due sistemi di sbarre per ogni fase, quindi, in caso di manutenzione di una di queste, la sottostazione può rimanere in servizio spostando i carichi sulla sbarra in normale funzionamento.
- L'espansione della sottostazione può avvenire in maniera semplice poiché è necessario solamente connettere la nuova linea al sistema di sbarre (a patto che sia stato previsto di sufficiente lunghezza).
- Con il congiuntore di sbarra costituito da un interruttore è possibile effettuare il parallelo delle sbarre in qualsiasi momento.

I risultati di affidabilità, ottenuti da SUBREL, sono mostrati in Tabella 5-3:

Tabella 5-3: risultati di affidabilità configurazione doppia sbarra

	TRANSFER PATH						LOAD					
	Durata dell'interruzione [1/anno]			Durata interruzione [ore/anno]			Frequenza totale dell'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS DBB	0,4843	4,3000	4,7843	1,7661	27,0000	28,7661	0,4841	4,3000	4,7841	1,7644	27,0000	28,7644
PASS DBB	0,0738	0,3335	0,4073	0,5596	2,0010	2,5606	0,0661	0,3335	0,3754	0,5010	0,4327	0,9337

Ancora una volta, è possibile vedere come l'uso di apparecchiature isolate in gas SF₆ può aumentare l'affidabilità della sottostazione. In questo caso la differenza fra AIS e PASS è molto elevata poiché la configurazione DBB presenta un elevato numero di sezionatori, i quali, come abbiamo visto, possono aumentare la frequenza e i tempi di fuori servizio dovuti a manutenzione.

Un grosso vantaggio dell'uso di moduli PASS DBB, già appositamente equipaggiati di 2 sezionatori in modo da poter connettere i due sistemi di sbarre, è il fatto di avere moduli già preassemblati e pretestati in fabbrica e che possono essere posizionati in sottostazione su una singola fondazione. Al contrario, in caso di componenti isolati in aria, si dovranno posizionare i due sezionatori e l'interruttore su 3 fondazioni (escludendo i trasformatori di misura, per i quali serve una fondazione aggiuntiva per componente e per ogni fase in aria ma che possono essere montati a bordo dei moduli PASS). In questo paragrafo vedremo come viene effettuato lo spostamento dell'alimentazione da una sbarra all'altra in sottostazione. Verrà mostrato come le operazioni da fare siano le stesse di quelle effettuate in una sottostazione tradizionale in aria

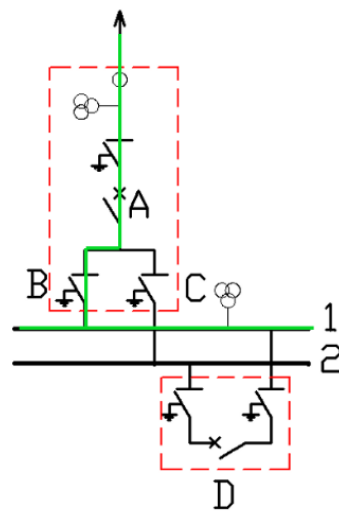


Figura 5-14: DBB, configurazione iniziale

Nella condizione iniziale (Figura 5-14) supponiamo di avere il carico connesso alla sbarra 1, quindi con il PASS SBB (D) aperto e il sezionatore B chiuso. L'obiettivo è scollegare il carico dalla sbarra 1, portandolo sulla sbarra 2, senza interrompere l'alimentazione. In Figura 5-15 possiamo vedere la sequenza di operazioni richieste. La prima operazione consiste nell'alimentare la sbarra numero 2 chiudendo il congiuntore (D) che ha la facoltà di operare sotto carico. A questo punto le due sbarre si trovano allo stesso potenziale quindi ai capi dei sezionatori B e C si instaura la stessa differenza di potenziale. Il sezionatore C può, quindi,

essere chiuso e contribuisce all'alimentazione del carico. A questo punto è possibile scollegare B poiché si trova con differenza di potenziale nulla ai suoi capi. Infine si apre nuovamente il congiuntore (D) e si disalimenta la sbarra 1.

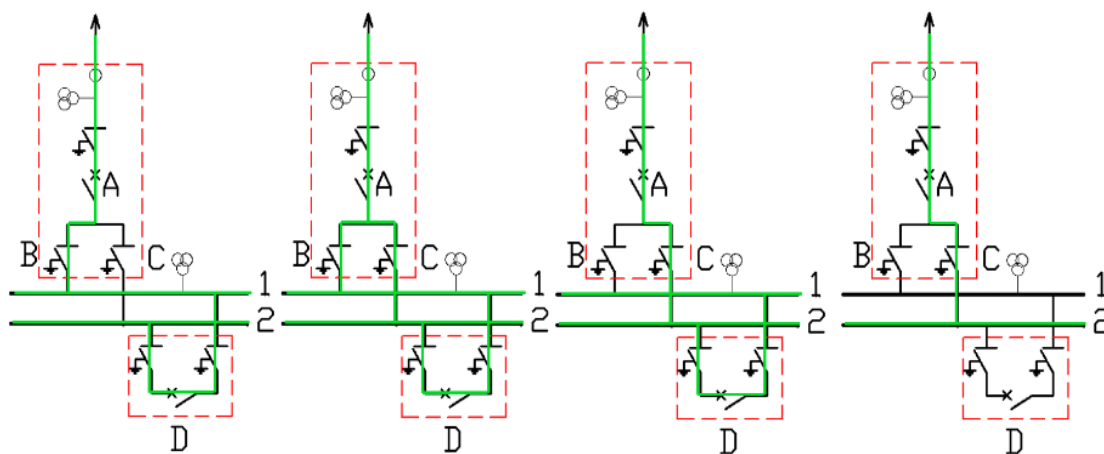


Figura 5-15: DBB, modifica dei flussi di potenza sui sistemi di sbarre

Abbiamo mostrato come sia possibile eseguire uno shift dell'alimentazione da una sbarra all'altra comandando solamente i sezionatori e un interruttore. In questo modo è possibile evitare di porre fuori servizio il carico ed è anche possibile eseguire una commutazione di alimentazione utilizzando i sezionatori. È importante notare che in queste operazioni i sezionatori lavorano sempre in modo corretto poiché i capi del componente sono sempre equipotenziali durante le operazioni di apertura e chiusura.

5.4 DOPPIO INTERRUITTORE (DCB)

Il modulo PASS DCB è un particolare modulo nel quale possiamo trovare due interruttori e 3 sezionatori collegati come in figura:

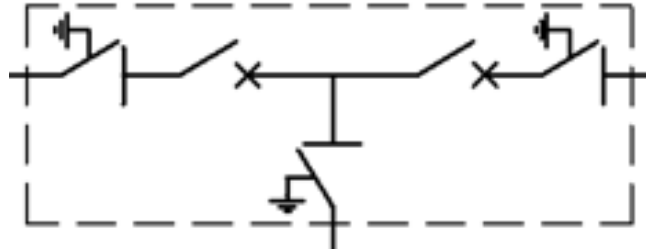


Figura 5-16: PASS DCB

Questo modulo può essere usato per costituire una sottostazione ad H con due soli moduli separati. Il principale vantaggio di questo modulo è nella significativa riduzione di spazio, infatti esso occupa un'area pari a 36 m² che include due stalli completi. È possibile costruire una sottostazione ad H con due sezionatori come congiuntori di sbarra affiancando due moduli DCB. La differenza rispetto al modulo MOH4 è nell'impiego di sbarre in aria anziché di sbarre blindate.

Nella tabella **Error! Reference source not found.** vediamo i risultati di affidabilità ottenuti.

Se si va a comparare l'affidabilità con la stessa configurazione fatta con due moduli PASS SBB vediamo che si ha un miglioramento, poiché si ha un solo sistema di sbarre isolato in aria, poiché il sistema di sbarre fra i due interruttori del DCB è isolato in gas. Bisogna, però, tenere presente che il modulo DCB ha un solo comparto gas e quindi in caso di fuori servizio bisogna scollegare l'intero modulo e quindi entrambi gli interruttori. Per questi motivi, dunque, non appare corretto comparare i moduli SBB e DCB poiché la scelta dell'utilizzo di uno o dell'altro dev'essere valutata caso per caso a seconda della necessità di maggiore flessibilità o di risparmio di spazio. In situazioni in cui è necessario ridurre l'area occupata il PASS DCB può essere la miglior soluzione, mentre dove si richiede maggiore flessibilità di servizio e di ripristino dei componenti si predilige l'uso dei moduli PASS SBB.

Tabella 5-4: risultati affidabilità doppio interruttore

	LOAD						TRANSFER PATH					
	Frequenza totale dell'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]			Frequenza totale dell'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS DCB	0,0600	1,1500	1,2100	0,4212	7,5000	7,9212	0,0686	1,1500	1,2186	0,4542	7,5000	7,9542
PASS DCB	0,0129	0,1334	0,1463	0,0981	0,8004	0,8985	0,0121	0,1334	0,3754	0,0966	0,8004	0,8970

5.5 CONFIGURAZIONE AD ANELLO (RING)

La configurazione di una sottostazione HV può cambiare notevolmente in base alle caratteristiche e alle prestazioni richieste dal cliente. Ci sono casi in cui può essere necessario avere la massima affidabilità possibile in modo da garantire l'alimentazione. Per esempio, se la sottostazione alimenta un elevato numero di utenze (o utenze con particolari necessità di continuità di servizio), il gestore di rete può incorrere in penali dovute all'energia non fornita secondo gli standard di qualità prestabiliti. Per garantire un'elevata continuità di servizio, è possibile utilizzare una configurazione ad anello secondo la configurazione mostrata in Figura 5-17:

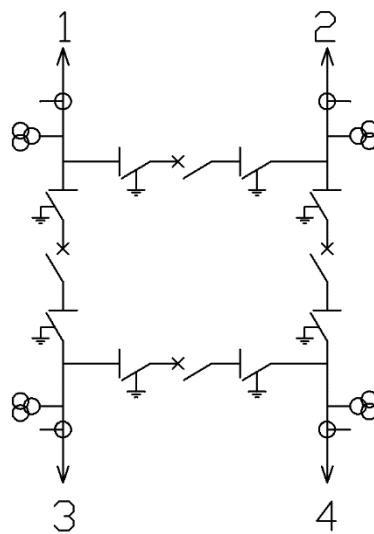


Figura 5-17: configurazione ad anello (RING)

Per garantire la migliore continuità di servizio è necessario alimentare la stazione come mostrato in Figura 5-18:

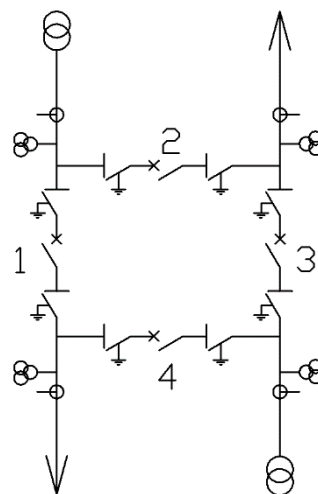


Figura 5-18: alimentazione sottostazione ad anello

In questo modo possiamo vedere che fra il carico e la linea in ingresso si ha sempre la presenza di un solo interruttore con i sezionatori ai capi e questo riduce il tasso totale di fuori servizio poiché si ha un numero ridotto di componenti. Inoltre, si può osservare che è possibile effettuare manutenzione su tutti gli interruttori (uno alla volta) senza mai interrompere l'alimentazione. Per effettuare manutenzione sull'interruttore numero 1 sono necessarie le seguenti operazioni, ipotizzando che gli interruttori 2 e 4 siano aperti:

- Chiudere gli interruttori 2 e 4,
- Aprire l'interruttore 1,
- Aprire i sezionatori ai capi dell'interruttore 1,
- Effettuare manutenzione sull'interruttore 1,
- Richiudere l'interruttore,
- Richiudere i sezionatori,
- Riaprire gli interruttori 2 e 4.

Tutte queste operazioni possono essere eseguite sotto carico, quindi l'utenza non risentirà di alcun fuori servizio durante la manutenzione. Lo stesso procedimento può essere attuato in caso di guasto sull'interruttore.

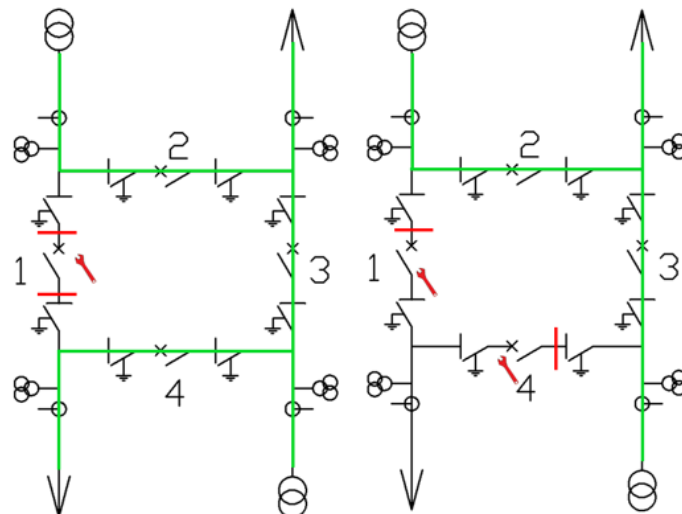


Figura 5-19: manutenzione su sezionatore e interruttore (configurazione ad anello)

Attraverso l'uso di SUBREL è stata analizzato il tasso di fuori servizio per la configurazione ad anello rispetto la configurazione ad H con 5 interruttori. I risultati ottenuti sono mostrati in Figura 5-19.

Tabella 5-5: risultati affidabilità comparazione configurazione ad H e ad anello

	TRANSFER PATH						LOAD					
	Frequenza d'interruzione [1/anno]			Durata dell'interruzione [ore/anno]			Totale frequenza d'interruzione [1/anno]			Totale durata dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS H	0,335	4,3000	4,6359	3,1797	27,0000	30,1797	0,2315	2,0750	2,3065	2,2879	12,7500	15,0379
AIS RING	0,231	2,0000	2,2314	1,8984	12,0000	13,8984	0,0526	1,0000	1,0526	0,1845	6,0000	6,1845
RING vs H			- 52 %			- 54 %			- 54 %			- 59 %
PASS H	0,066	0,3335	0,4004	0,5028	2,0010	2,5038	0,0324	0,2001	0,3754	0,2482	1,2006	1,4488
PASS RING	0,045	0,2001	0,2456	0,3306	1,2006	1,5312	0,0233	0,1334	0,1567	0,1673	0,8004	0,9677
RING vs H			- 39 %			- 39%			- 58 %			- 33 %
M0H5	0,020	0,3335	0,3542	0,1334	2,0010	2,1344	0,0093	0,2001	0,2094	0,0635	1,2006	1,2641
M0H RING	0,015	0,2668	0,2819	0,0987	1,6008	1,6995	0,0069	0,1334	0,1403	0,0441	0,8005	0,8446
RING vs H			- 20 %			- 20 %			- 33%			- 33 %
GIS H	0,006	0,2750	0,2817	0,0295	0,7500	0,7795	0,0033	0,1500	0,1533	0,0062	0,2000	0,2062
GIS RING	0,0055	0,2500	0,2555	0,0180	0,3500	0,3680	0,0031	0,1100	0,1131	0,0009	0,1500	0,1509
RING vs H			- 9 %			- 52 %			- 26 %			- 27 %

Verranno ora valutati i risultati ottenuti.

AIS: possiamo vedere che i valori di tasso di fuori servizio sul TP presentano una significativa riduzione perché la possibilità di poter alimentare i carichi con questa configurazione permette di effettuare operazioni di manutenzione sui sezionatori che si affacciano sui carichi senza interrompere il collegamento fra le linee. La Figura 5-19 mostra come è possibile effettuare manutenzione sugli interruttori oppure sui sezionatori 1 e 4 collegati alle sbarre e come la manutenzione o la sostituzione dei componenti possano avvenire senza alcuna interruzione del collegamento fra le linee. Oltre a tutto ciò, è stato ridotto il numero dei componenti (in particolare di due sezionatori) e si ha una configurazione che permette di effettuare manutenzione in tutti i punti della sottostazione riducendo significativamente il tasso di fuori servizio garantendo agli operatori la possibilità di lavorare in sicurezza. È interessante notare che ogni interruttore può subire manutenzione senza procurare alcun fuori servizio né per i carichi, né per le linee. Come mostrato sempre in figura, le linee rosse indicano dove il circuito è sezionato e dove, quindi, è possibile operare in sicurezza. L'interruttore può anche essere rimosso in caso di guasto e sostituito senza alcun fuori servizio. Questo è importante poiché in caso di guasto può non essere immediatamente disponibile il componente di ricambio oppure ci possono essere difficoltà a raggiungere il sito di installazione (distanza, situazioni climatiche).

PASS: la riduzione dei tempi di manutenzione e della frequenza di guasto in termini relativi non è elevata come per la sottostazione in aria ma è necessario considerare che i moduli PASS presentano già un ridotto tasso di guasto e una modifica della configurazione porta a miglioramenti più limitati. I problemi per questo tipo di sottostazione si hanno in caso di manutenzione o sostituzione dei componenti (operazione per le quali si necessita il fuori servizio del modulo) poiché tutti gli elementi sono posti in un unico comparto gas e per poterlo aprire è necessaria la rimozione di quest'ultimo. In tal senso si rende necessario porre l'intero modulo fuori servizio. È necessario, dunque, interrompere il collegamento fra le due linee per il tempo necessario allo scollegamento del modulo. In seguito l'alimentazione viene ripristinata anche se cambia il percorso del collegamento. Le sequenze di operazioni da effettuare per lo scollegamento del modulo sono mostrate in Figura 5-20. In ogni caso bisogna comunque considerare che il modulo PASS richiede una manutenzione notevolmente ridotta rispetto ai componenti in aria e il tempo totale di fuori servizio per anno si riduce di circa 5 volte.

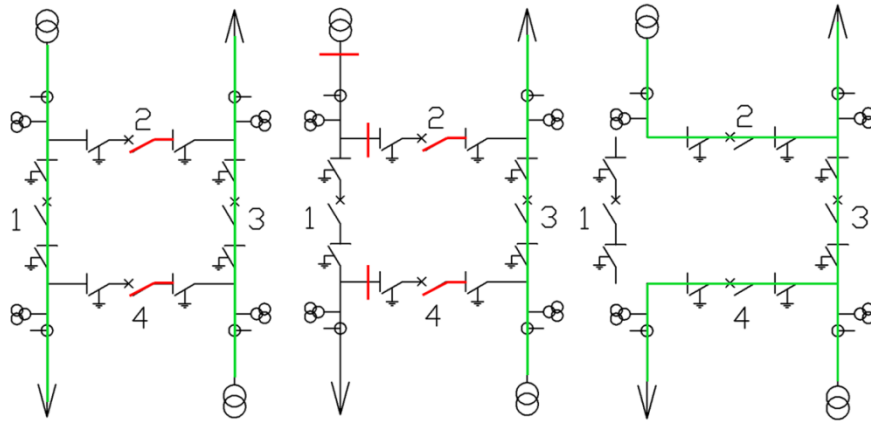


Figura 5-20: sequenza di manutenzione modulo PASS (configurazione ad anello)

Nei casi in cui il modulo PASS sia diviso in comparti gas, si presenta una situazione analoga a quelle delle sottostazioni in aria per modalità di sostituzione. L'interruttore può essere sostituito aprendo i sezionatori e vuotato il comparto gas.

Per il modulo MOH bisogna fare alcune ipotesi iniziali: supponiamo un modulo senza alcuna compartimentazione. In questo caso, dunque, in presenza di un guasto si dovrà necessariamente porre fuori servizio l'intero modulo e per questo motivo non si usa una configurazione tale. Il modulo MOH viene quindi diviso in comparti gas (in numero variabile a seconda delle esigenze), e a seguito di ciò cambiano le condizioni di affidabilità. Si parte, quindi, da un modulo compartimentato per stalli (sezionatore, interruttore, sezionatore) che è assimilabile a 4 moduli PASS ma con le sbarre isolate in gas. In tabella è stata analizzata, appunto, questa configurazione della quale sono stati riportati i tassi di fuori servizio.

Volendo analizzare la situazione per un modulo MOH completamente compartimentato (componente per componente) arrivando ad avere una configurazione analoga a quella dei moduli GIS (e quindi pari tasso di guasto e manutenzione, come si può vedere in tabella).

GIS (e MOH compartimentato): può apparire che la sottostazione GIS non abbia significativi vantaggi in termini assoluti per il fuori servizio passando dalla configurazione ad H a quella ad anello. La ragione di questo è che questo tipo di installazione presenta già un'elevata affidabilità e, se paragonata alle altre soluzioni, già ridotta dell'85%. Andando a valutare le differenze si può notare che la sottostazione GIS riduce del 50% la durata del fuori servizio rispetto al PASS e di 7 volte rispetto alla sottostazione in aria.

Come avevamo già visto, il metodo di sostituzione dei componenti per la sottostazione GIS è il seguente (analogo per MOH compartimentato), considerando la sostituzione di un interruttore:

- Aprire l'interruttore a monte,
- Aprire i sezionatori,
- Ridurre la pressione nei comparti gas adiacenti,
- Estrarre il gas dal comparto interessato (quello dell'interruttore in questo caso),
- Sostituire il componente,
- Riempire di gas il comparto,
- Aumentare nuovamente la pressione nei comparti adiacenti (aggiunta di gas),
- Richiudere i sezionatori e l'interruttore.

CONCLUSIONI

La configurazione ad anello offre le miglior prestazioni in termini di continuità di servizio, per le sottostazioni in aria ma anche per quello con moduli PASS e GIS, poiché si riduce il numero totale dei componenti a parità di linee e carichi alimentati. In particolare possiamo vedere che fra linea e carico troviamo solo un interruttore (2 nella configurazione ad H) e tra linea e linea abbiamo 2 interruttori. Questa configurazione permette di effettuare operazioni di manutenzione sui componenti causando il minimo fuori servizio, al limite nullo.

5.6 UN INTERRUTTORE E MEZZO

Si vuole ora analizzare un'altra configurazione tipica per le sottostazioni in alta tensione: configurazione ad un interruttore e mezzo. Lo schema della configurazione è mostrato in figura:

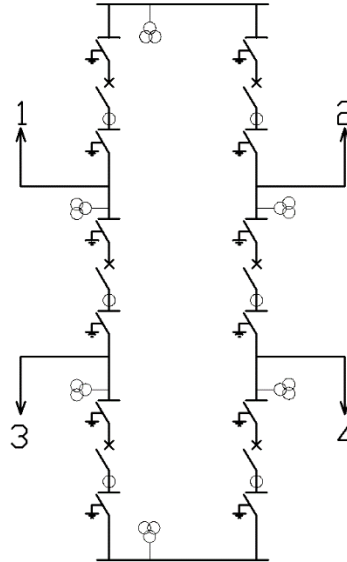


Figura 5-21: configurazione un interruttore e mezzo

Questa configurazione presenta le seguenti caratteristiche:

- Due sistemi di sbarre,
- Interruttore di backup in caso di guasto di un componente,
- Ogni sistema di sbarre può essere posto fuori servizio senza effetti sulla continuità dell'alimentazione,
- Richiede un elevato spazio per l'installazione rispetto alle configurazioni viste finora,
- Richiede uno stallo in più rispetto alla configurazione H5 e due rispetto alla configurazione ad anello.

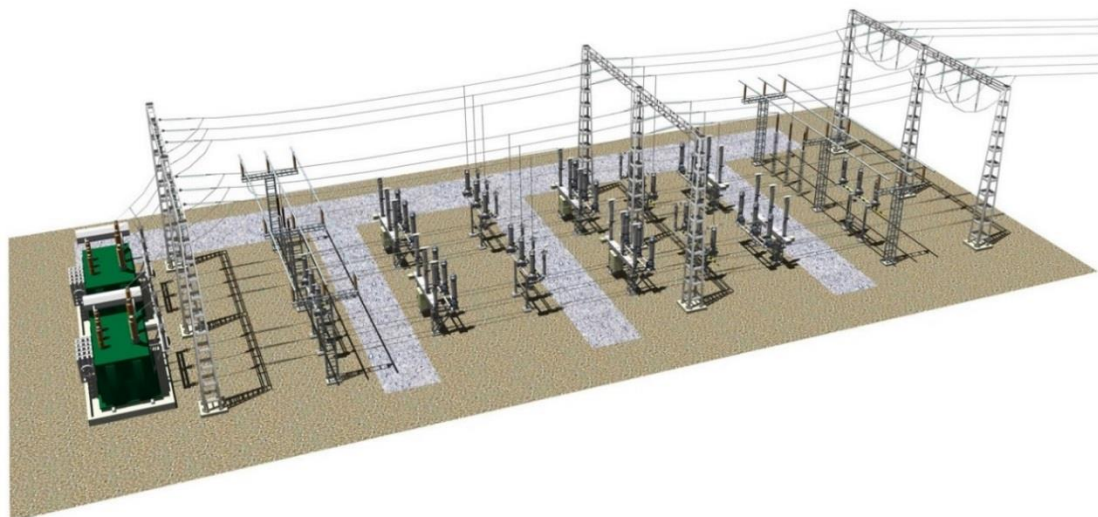


Figura 5-22: configurazione un interruttore e mezzo (3D)

Questa configurazione è detta “un interruttore e mezzo” poiché si hanno 4 linee e 6 stalli con interruttore, quindi 1.5 interruttori per ogni linea (o carico). Il problema maggiore dato da questa configurazione consiste nello spazio impegnato e nell’elevato costo dei componenti poiché il numero è anch’esso consistente. Nella Figura 5-22 possiamo vedere come può essere costituita la sottostazione utilizzando un doppio interruttore in aria. Anche utilizzando questo tipo di dispositivo (che racchiude due interruttori risparmiando spazio) l’area necessaria è stimata intorno ai 1500 m² e ciò porta, in alcune situazioni, ad avere grossi problemi per mancanza di spazio necessario. Abbiamo analizzato questa configurazione fatta con componenti tradizionali in aria e con moduli PASS (per i moduli GIS non è una configurazione solitamente impiegata) ma non per il modulo MOH poiché non è ancora stata sviluppata un’intera sottostazione con questo prodotto.

Per l’adozione di moduli PASS si hanno due scelte:

- 6 PASS SBB (Figura 5-23 a sinistra);
- 2 PASS SBB + 2 PASS DCB (Figura 5-23 a destra).

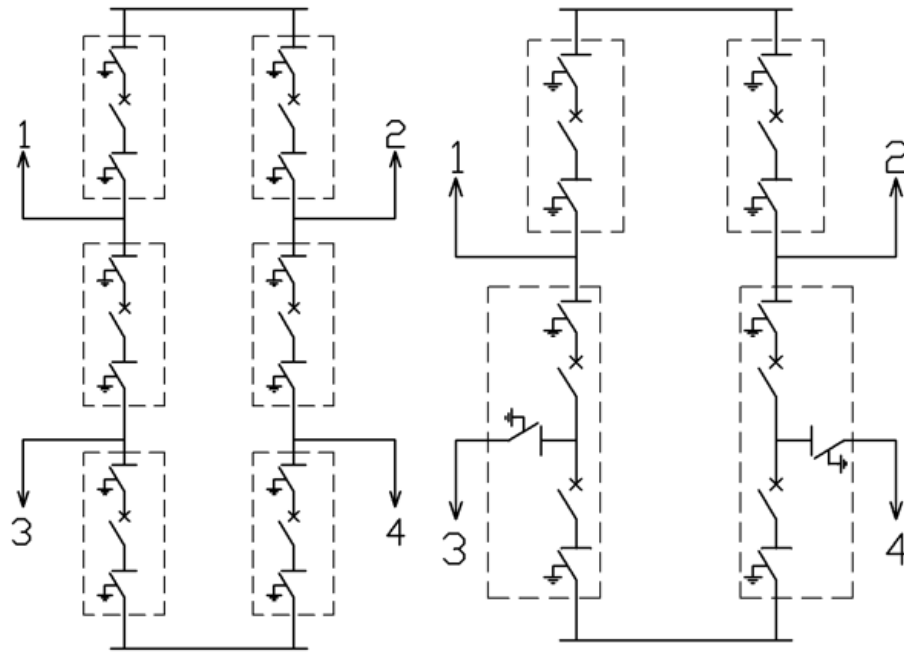


Figura 5-23: configurazione un interruttore e mezzo con moduli PASS SBB e DCB

La Figura 5-24 mostra il funzionamento in normale servizio:

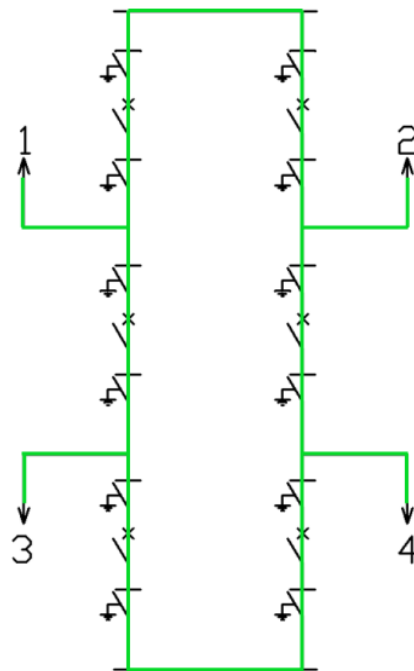


Figura 5-24: normale servizio

- Tutti gli interruttori chiusi,
- Entrambi i sistemi di sbarre alimentati.

Vediamo ora le differenze per quanto riguarda la manutenzione fra la sottostazione in aria e quella con 6 PASS SBB:

1. Per la sottostazione in aria è possibile effettuare manutenzione dei sezionatori e degli interruttori che si affacciano sul sistema di sbarre senza alcun fuori servizio per linee e carichi con le seguenti operazioni (vedi Figura 5-25):
 - È necessario aprire gli interruttori posti fra il sistema di sbarre e i punti 3 e 4 in modo da disalimentare le sbarre,
 - Aprire i sezionatori fra i punti 3 e 4,
 - È possibile, ora, effettuare manutenzione sugli interruttori e sui sezionatori affacciati alle sbarre, nonché al sistema di sbarre stesso, senza alcun fuori servizio per linee e carichi,
 - Nello stesso modo è possibile effettuare manutenzione sull'altro sistema di sbarre.

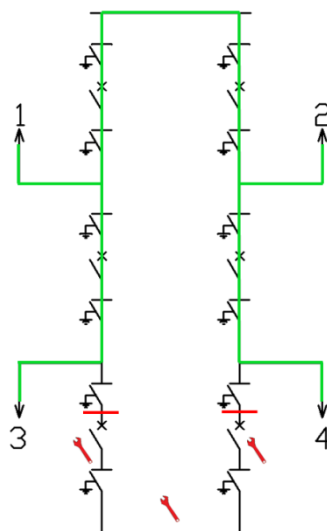


Figura 5-25: manutenzione di sbarre e sezionatori affacciati

2. Per la manutenzione sull'interruttore posto in posizione centrale è necessario procedure come mostrato in:
 - Aprendo prima l'interruttore, e poi i sezionatori ai suoi capi, è possibile effettuare manutenzione (sul solo interruttore) senza alcun fuori servizio per linee e carichi,
 - La stessa operazione può essere effettuata sull'interruttore posto sull'altro lato.

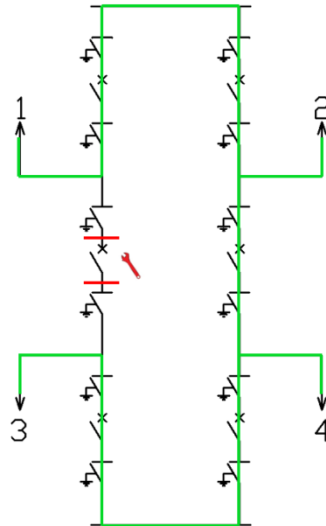


Figura 5-26: manutenzione sull'interruttore

3. La manutenzione dei sezionatori posti vicino a linee e carichi come in Figura 5-27 causa problemi poiché è necessario porre fuori servizio i punti da cui proviene l'alimentazione, causando, quindi, un fuori servizio per l'intera durata delle operazioni. Per il modulo PASS è necessario disconnettere l'intero modulo, quindi il fuori servizio è limitato al solo tempo di scollegamento per la configurazione con 6 SBB e rimane del tempo necessario per la manutenzione per il caso con impiego di PASS DCB.

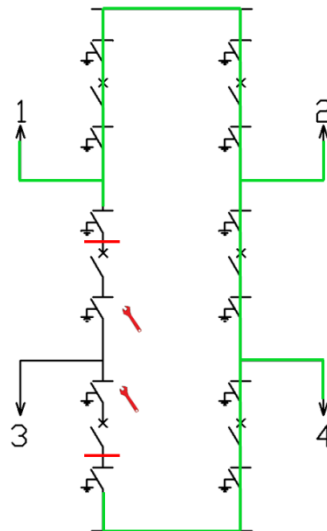


Figura 5-27: manutenzione sezionatori

È interessante notare come la manutenzione del sezionatore affacciato su linee o carichi porti ad un fuori servizio solo per uno di questi, mentre con la configurazione ad H, un guasto sul congiuntore di sbarra portava ad un contemporaneo fuori servizio almeno per un carico e una linea.

Tabella 5-6: risultati affidabilità configurazione un interruttore e mezzo

	TRANSFER PATH						LOAD					
	Durata dell'interruzione [1/anno]			Durata interruzione [ore/anno]			Frequenza totale dell'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS	0,1283	2,0750	2,2033	0,5637	12,7500	13,3137	0,0599	1,0000	1,0599	0,2435	6,0000	6,2435
PASS SBB	0,0685	0,4002	0,4687	0,5167	2,4012	2,9179	0,0432	0,2001	0,2433	0,3302	1,2006	1,5308
PASS DCB	0,0685	0,2230	0,2915	0,5167	1,2300	1,7467	0,0224	0,1334	0,1558	0,1737	0,8004	0,9741

È possibile vedere i grossi vantaggi nell'uso di moduli PASS rispetto la sottostazione in aria. Questo avviene poiché, come abbiamo già detto, la pulizia dei sezionatori in aria causa un elevato fuori servizio. In questa configurazione si hanno 12 sezionatori in aria (due per ogni interruttore) ma possiamo vedere che il totale tempo di manutenzione è comparabile con quello della configurazione ad anello. Questo potrebbe apparire strano poiché si hanno 4 sezionatori in più rispetto alla configurazione ad anello ma la posizione di questi permette di effettuare manutenzione senza porre fuori servizio linee e carichi. Altre considerazioni possono essere fatte in merito alla flessibilità di questa configurazione: come già detto è possibile effettuare manutenzione alle sbarre senza alcun tipo di fuori servizio. Questa è una caratteristica importante poiché in caso di espansione (con la necessità di connettere altri componenti alle sbarre) non è necessario interrompere l'alimentazione e il servizio della sottostazione ma i carichi possono essere alimentati con continuità. A seguito della connessione dei nuovi componenti o dei nuovi moduli le sbarre possono essere alimentate normalmente come visto all'inizio del paragrafo. In questo caso l'uso di sbarre in aria (per esempio con una struttura simile al modulo MOH) posso rappresentare un problema poiché la filosofia di questa configurazione è quella di dare la possibilità di sostituire i componenti senza rimuovere altro. In un modulo compatto ciò può divenire difficile a causa delle necessità di aprire un comparto gas, riducendo la pressione nei settori vicini che potrebbero trovarsi nella condizione di non poter lavorare in condizioni nominali (l'abbassamento della pressione porta ad una riduzione delle proprietà dielettriche).

CONCLUSIONI

La configurazione ad un interruttore e mezzo è ottimale dove si presenta la necessità di avere un'elevata affidabilità poiché permette di effettuare manutenzione con il minimo fuori servizio. Inoltre esiste un backup per ogni interruttore installato, dunque un guasto, solitamente, non porta ad un'interruzione del servizio. Questa configurazione presenta, inoltre, vantaggi in caso di espansione della sottostazione.

- La configurazione ad anello può essere estesa come in Figura 5-28:
-

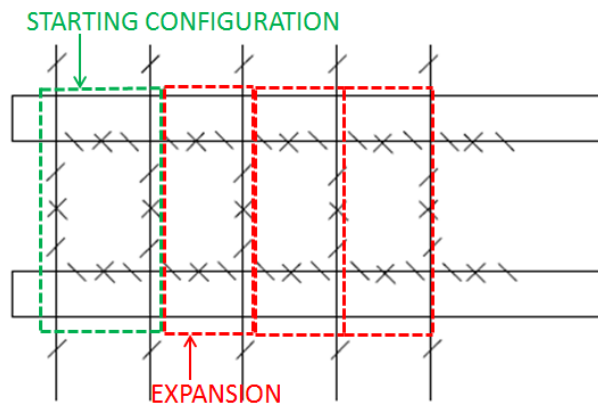


Figura 5-28: espansione configurazione ad anello

È necessario installare un sistema di sbarre e per ogni carico e linea devono essere installate 3 stalli aggiuntivi (stessa cosa per la configurazione ad un interruttore e mezzo)

- La configurazione ad un interruttore e mezzo può essere estesa come in Figura 5-29:
-

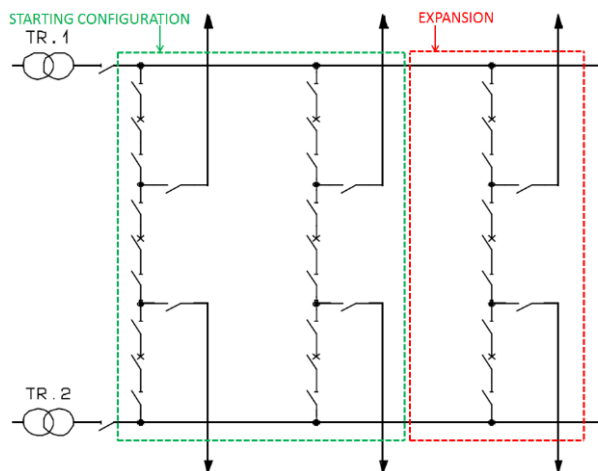


Figura 5-29: espansione configurazione un interruttore e mezzo

A seguito di questa comparazione è comunque importante valutare l'affidabilità delle varie soluzioni DOPO aver eseguito un'analisi della configurazione in termini di prestazioni richieste. Questo significa che PRIMA è necessario valutare quali sono i parametri tecnici che dovranno essere soddisfatti e quali eventuali configurazioni potranno essere prese in considerazione. In seguito sarà necessario valutare quale tipo di sottostazione installare in base alla convenienza economica.

5.7 MODULO PASS 420 kV

Volendo effettuare un'analisi completa, l'ultima comparazione avverrà sul massimo livello di tensione raggiunto ad oggi per i moduli ibridi prodotti da ABB Adda, cioè sul livello di tensione a 420 kV. Avendo sempre come fonte i report Cigré [2]÷[6], sono stati estrapolati i dati per questo livello di tensione, sia per aria che per moduli ibridi. Le elevate dimensioni di questo modulo (rispetto a quelli a tensione minore) consentono di inserire un elevato numero di comparti gas, arrivando ad ottenere prestazioni (in termini di affidabilità) pari a quelle dei moduli GIS. La comparazione si è svolta sul singolo modulo configurato in singola sbarra come in Figura 5-30:

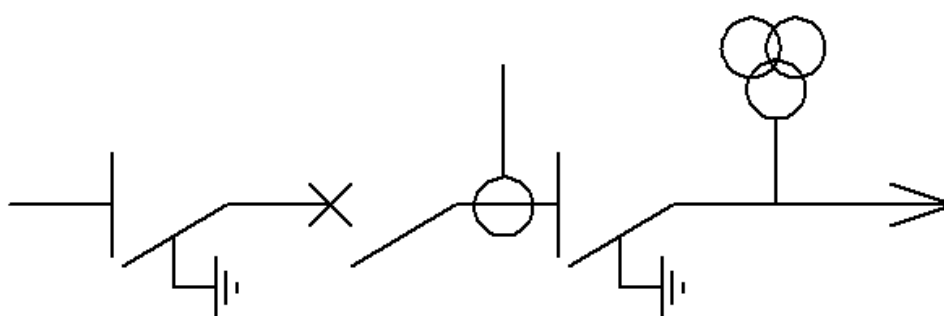


Figura 5-30: layout modulo PASS SBB 420 kV

In Tabella 5-7 vengono presentati i risultati di affidabilità ottenuti:

Tabella 5-7: risultati affidabilità modulo PASS 420 kV

	LOAD					
	Frequenza totale dell'interruzione [1/anno]			Durata totale dell'interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS SBB	0.0601	1.0750	1.1351	0.5716	6.7500	7.3216
PASS SBB	0.0226	0.0667	0.3754	0.2032	0.4002	0.6034

La riduzione di frequenza e durata del guasto, rispetto all'aria, è notevole anche in questo caso. In particolare, per questo livello di tensione, risulta ancora maggiore la differenza fra le due tecnologie (circa del 90 %). Questo perché, al crescere del livello di tensione nominale, a causa delle limitate prestazioni dielettriche dell'aria, si possono avere guasti in modo più frequente. Un grande vantaggio, anche in questo caso, dell'impiego del modulo PASS è dato dal significativo risparmio di spazio. Le dimensioni di uno stallo in aria, infatti, sono pari a 40 m

circa in lunghezza e 18 in larghezza. Con il modulo PASS è possibile ridurre il tutto ad un solo modulo di dimensioni 11x9 m. Il motivo principale risiede nelle elevate dimensioni dei sezionatori in aria, oltre che degli altri componenti. Altra fondamentale caratteristica è la rotazione degli isolatori come in **Error! Reference source not found.**; in questo modo è possibile la spedizione del modulo (sempre preassemblato e pretestato) con l'uso di un normale rimorchio. Vengono, in questo modo, ridotti i costi e i tempi d'installazione.

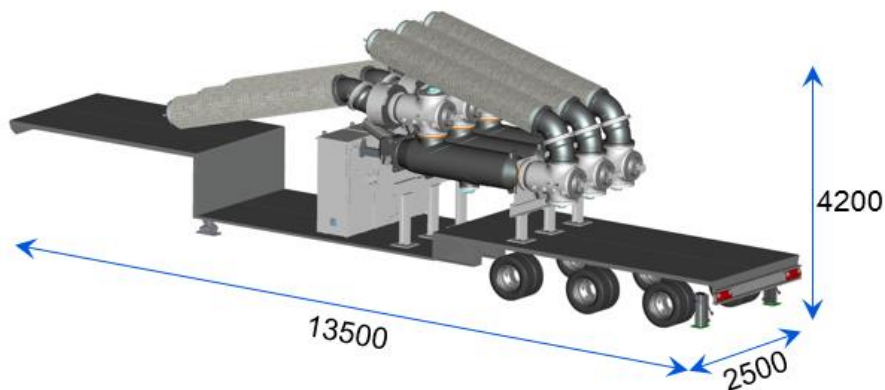


Figura 5-31: spedizione del modulo

È stata anche svolta un'analisi economica preliminare con i metodi citati nel capitolo 4 e vengono proposti i risultati:

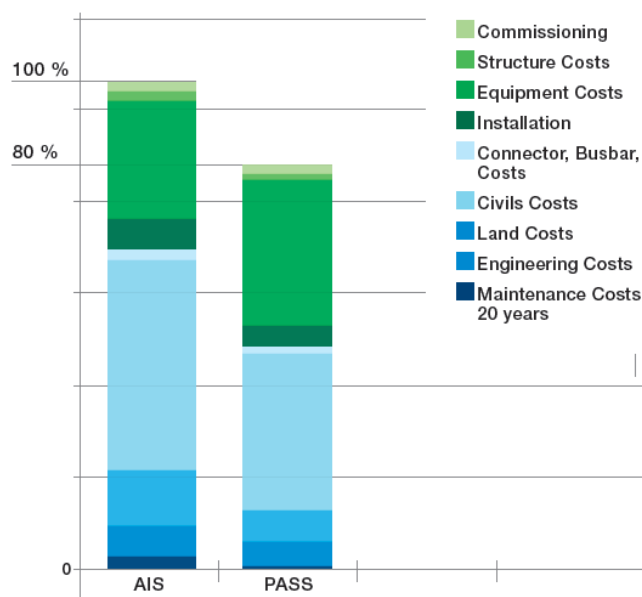


Grafico 5-2: comparazione economica PASS 420 kV

Come visto finora, nonostante il prezzo più elevato dei componenti, i moduli ibridi permettono un risparmio significativo sui costi d'installazione e manutenzione durante il loro ciclo di vita.

6 MULTI FUNCTIONAL MODULE (MFM)

“Il crescente numero delle connessioni per applicazioni di produzione di energia con fonti rinnovabili degli ultimi anni, e la necessità di rapide installazioni ha intensificato il bisogno e l’urgenza di attuare soluzioni innovative, adatte per la connessione di nuovi impianti di produzione con la rete di trasmissione nazionale, in grado di compensare il lungo tempo necessario per la burocrazia e per i permessi e le autorizzazioni locali.” [7]

Nel mercato attuale, è importante avere soluzioni che siano facili e veloci da installare per molte ragioni. La prima che, in caso sia prevista la costruzione di una sottostazione, è necessario avere a disposizione e accantonare l’intero capitale all’anno “zero”. L’investimento, dunque, non produrrà un ritorno economico fino a che la sottostazione non verrà connessa (si pensi al tipico caso di installazione di un impianto di produzione da energia fotovoltaica). La seconda ragione è che, in caso di incentivi (statali, europei...), il valore di questi può diminuire anche notevolmente a seconda del periodo di connessione alla rete. In caso, dunque, di ritardo nella connessione, si ha una perdita di guadagno per ogni giorno di posticipo. In questo capitolo vogliamo effettuare una comparazione tra sottostazioni in aria, con moduli PASS, con moduli compatti MOH e infine con moduli multifunzionali preassemblati.

ABB ha sviluppato una gamma di moduli chiamati MFM (Multi Functional Module) che consistono in sottostazioni complete (dai componenti AT ai trasformatori) preassemblate e testate in fabbrica. Questi moduli sono fortemente integrati e compatti e rispondono alla necessità degli utenti installatori di avere prodotti di facile e veloce installazione, che assicurino un’elevata qualità di trasmissione dell’energia.



Figura 6-1: modulo MFM

I moduli MFM hanno le seguenti caratteristiche:

- Basso tempo di produzione (attorno ai 4-5 mesi per l'intera sottostazione),
- Semplicità di trasporto: queste soluzioni hanno dimensioni studiate appositamente per poter essere posizionate su un normale semi-rimorchio,
- Facilità di installazione: per l'intera sottostazione è necessaria una sola fondazione dove verrà posizionato direttamente il trailer utilizzato per il trasporto, riducendo notevolmente il tempo, i costi di installazione e messa in servizio,
- Migliora l'affidabilità della sottostazione rispetto alla tecnologia grazie all'impiego di componenti isolati in SF6.

Questa soluzione risulta ottimale per installazioni temporanee o per sottostazioni che hanno la necessità di essere installate velocemente. Per esempio, in caso di connessione di impianti di produzione con fonti rinnovabili, la presenza di incentivi porta a grosse differenze fra una sottostazione in aria (che richiede circa 18 mesi per l'installazione) e un modulo MFM (che richiede circa 4-5 mesi per l'installazione dal momento dell'ordine) poiché ogni giorno di ritardo nella connessione alla rete comporta una perdita economica per la mancata produzione. L'obiettivo di questo capitolo sarà quello di quantificare la perdita economica e i vantaggi che derivano dall'uso di moduli integrati.

La seguente tabella mostra le prestazioni ottenibili dai moduli MFM, in particolare per quali tensioni nominali, taglie di potenze e correnti di corto-circuito possono essere impiegati.

Tabella 6-1: caratteristiche modulo MFM

Lato Alta Tensione (primario)						
Tensione nominale	[kV]	72.5	145	170	245	420
Corrente nominale	[A]	2000	2500	2500	4000	5000
Potere di interruzione	[kA]	40	40	40	50	63
Trasformatore di potenza						
Potenza nominale	[kVA]	Fino a 60.000				
Lato Media/Alta Tensione (secondario)						
Tensione nominale	[kV]	12	17.5	24	36	75.5
Corrente nominale	[A]	Up to 2500				
Potere di interruzione	[kA]	31.5	31.5	25	31.5	40
Frequenza nominale	[Hz]	50 – 60				

Composizione del modulo

In Figura 6-2 possiamo vedere lo schema unifilare di un tipico modulo che può essere usato per connettere un impianto in MT a una rete di trasmissione AT. Il lato AT è equipaggiato con interruttore e sezionatori con lame di terra, si ha la presenza di strumenti di misura e scaricato sull'arrivo linea. Il lato MT è composto da un numero variabile di interruttori che alimentano le linee e dagli strumenti di misura. Il trasformatore è protetto dai guasti interni attraverso l'interruttore sul lato AT e ogni linea MT è protetta dal proprio interruttore a monte. L'arrivo linea in alta tensione può avere la connessione con isolatori o cavo a seconda del tipo di arrivo e in base alle scelte del cliente. Tutti i moduli possono essere equipaggiati con sistema di protezione e controllo (P&C) sia per il lato MT che per il lato AT.

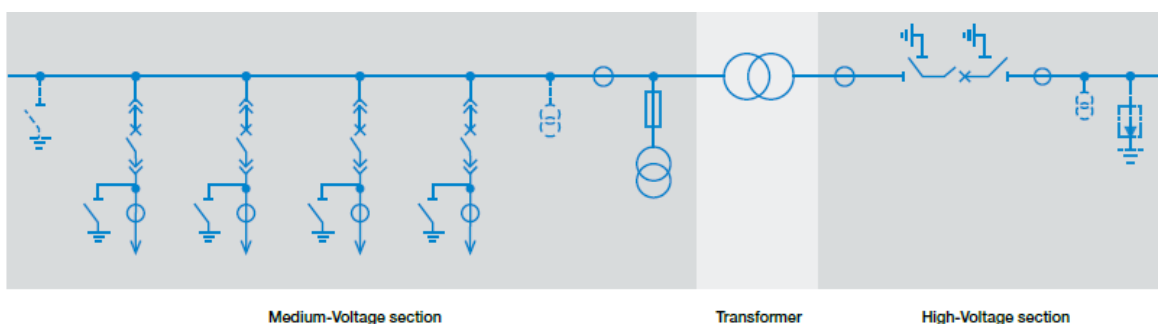


Figura 6-2: schema unifilare di un modulo MFM

Trasporto

Il modulo è disegnato in modo da avere dimensioni che consentano il trasporto su un normale semi-rimorchio in modo da poter essere spostato lungo una strada senza particolari problemi.



Figura 6-3: modulo MFM a 220 kV pronto per il trasporto

Posizionamento

Un altro grande vantaggio di questo modulo è la semplicità del posizionamento della sottostazione. I modi sono principalmente due:

- posizionamento direttamente sul rimorchio utilizzato per il trasporto, molto utile in caso sia previsto uno spostamento a breve della sottostazione (installazione temporanea). Non richiede l'uso di gru per il sollevamento e ulteriori lavori civili (solo lo spianamento del terreno sottostante);
- posizionamento su fondazione: il modulo MFM è equipaggiato con un sistema di martinetti in grado di sostenere il modulo; viene quindi posizionato attraverso il rimorchio usato per il trasporto e in seguito viene sollevato (anche in questo caso senza l'uso di gru) e il rimorchio viene sfilato. In questo caso si rende necessaria una fondazione in grado di sostenere il peso del modulo. Nella Figura 6-4 e nella Figura 6-5 possiamo vedere la sequenza di operazioni da effettuare.



Figura 6-4: rimozione del rimorchio



Figura 6-5: modulo posizionato

Le operazioni inverse consentono di caricare il modulo sul semi-rimorchio.

Modularità

L'elevata modularità di questo prodotto permette di variare notevolmente la configurazione utilizzando sempre gli stessi tipi di modulo. Vediamo in figura l'esempio di composizione di una sottostazione con 9 linee in arrivo con l'utilizzo di soli 4 moduli, e di solo due tipi di essi. Infatti i moduli 1, 3 e 5 sono uguali, così come i moduli 2 e 4.

In questo modo abbiamo un'elevata possibilità di espandere la sottostazione mantenendo comunque un ingombro limitato. Per esempio, volendo aggiungere uno stallo sarà necessario aggiungere solo un modulo come il numero 5 (di Figura 6-6) e connetterlo a quelli esistenti attraverso un sistema di sbarre. Questo può essere effettuato senza alcun fuori servizio per gli altri moduli poiché il modulo 4 può essere sezionato dal resto della sottostazione, consentendo le manovre sul lato non alimentato.

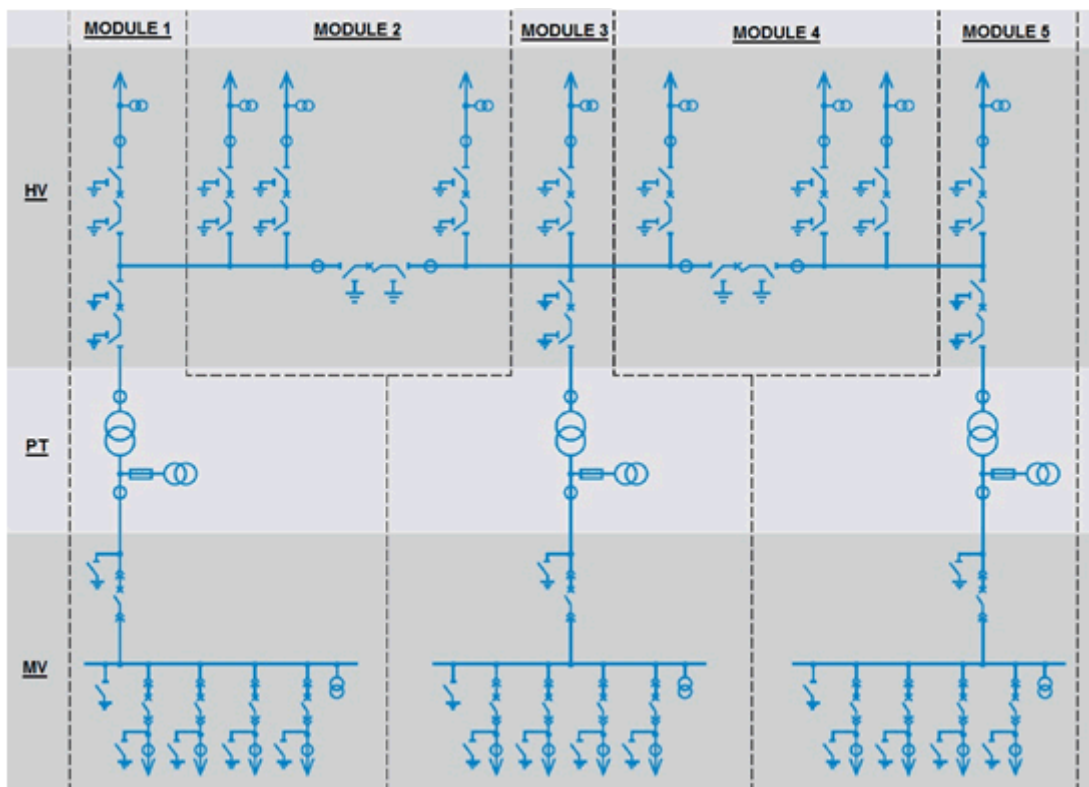


Figura 6-6: composizione di moduli MFM

Vediamo, inoltre, nella Figura 6-7 come sia possibile ottenere una sottostazione ad H (con 4 interruttore) utilizzando solamente 2 moduli:

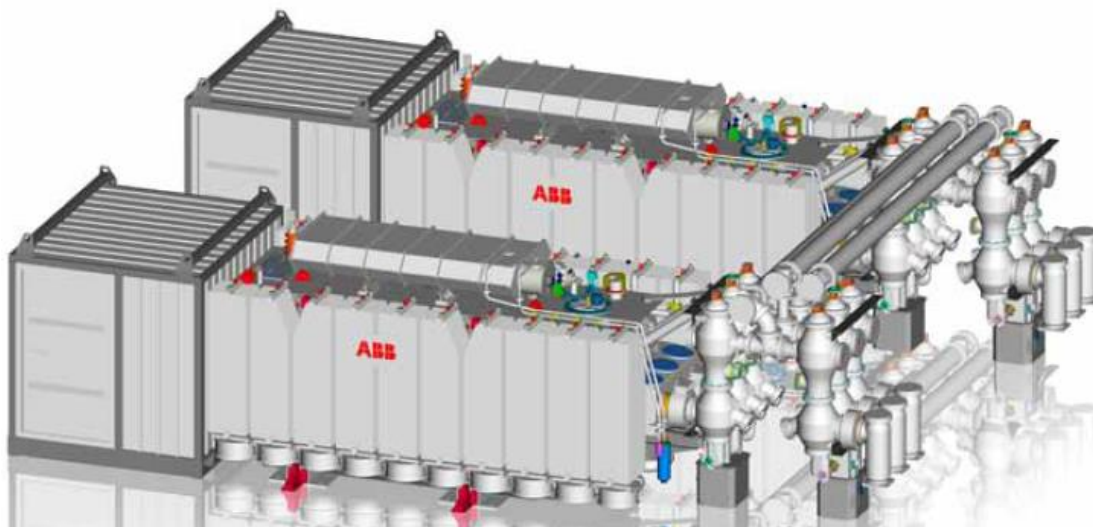


Figura 6-7: MFM in configurazione ad H

In questa configurazione è possibile anche customizzare il congiuntore di sbarra in base alle esigenze tecniche richieste.

Lo schema unifilare del modulo è quello di Figura 6-8:

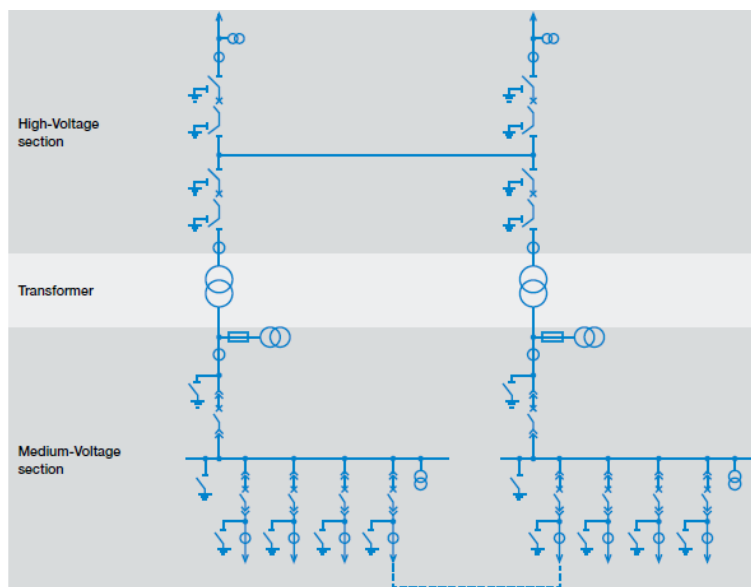


Figura 6-8: schema unifilare MFM in configurazione ad H

Come abbiamo già visto, è possibile aggiungere un modulo centrale oppure modificare il congiuntore di sbarra, migliorando la flessibilità dell'installazione. È chiaro come questo tipo di

prodotto riduce fortemente il costo per la manodopera impiegata durante l'installazione, poiché le uniche operazioni da eseguire sono il posizionamento del modulo e la connessione alla rete. Oltre a tutto ciò l'area impiegata si riduce notevolmente poiché, anche in caso di installazione di un modulo MOH, la distanza da garantire per i trasformatori porta comunque ad avere un'area maggiore di quella che si ha con l'impiego di un modulo MFM. Con questa soluzione, infatti, il trasformatore è rigidamente connesso alla parte AT e si riduce al minimo possibile lo spazio impegnato.

Connessione

I moduli MFM possono essere connessi in due modi: con isolatori in aria o con cavo AT.

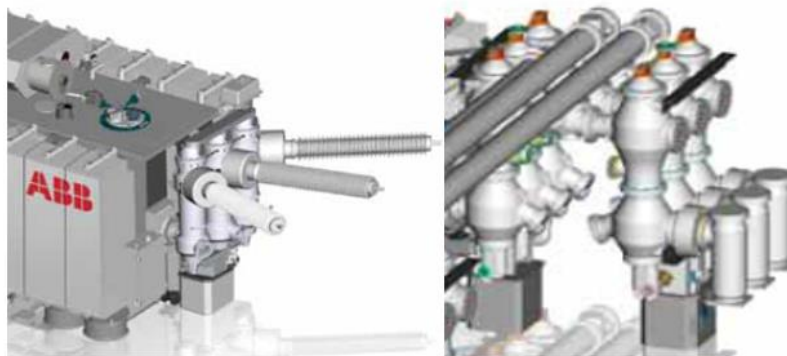


Figura 6-9: connessione con isolatori (sx) o in cavo (dx) del modulo MFM

La connessione con isolatori è tipica delle sottostazioni AT in aria, e si utilizza quando ci sono linee aeree in arrivo. Per la natura dell'isolamento in aria, si richiede un ben determinato spazio di isolamento tra le fasi con questa soluzione. La connessione si presta in casi in cui viene effettuato un rinnovo dei componenti di una sottostazione già presente e quindi dove spesso si ha la presenza di linee aeree.

La connessione in cavo è tipica delle sottostazioni GIS, e può essere fatta nei casi in cui ci siano delle linee in cavo in arrivo alla sottostazione. La connessione in cavo è, in genere, più costosa di quella tramite isolatori ma presenta il vantaggio di eliminare completamente le parti esposte all'aria. Tale vantaggio può essere determinante in installazioni con elevato inquinamento e rischio di scarica, dove si ha un forte interesse nel limitare il più possibile le parti esposte. Altro vantaggio è la riduzione dello spazio impiegato. Nelle installazioni in aree urbane, tipicamente all'interno di un edificio, lo spazio a disposizione è limitato, o comunque il terreno ha un costo elevato. In questi casi, dunque, un collegamento in cavo ottimizza il costo di realizzazione della sottostazione.

Componenti

In questo paragrafo vogliamo mostrare quali sono i componenti che compongono il modulo e dove sono posizionati. La Figura 6-10 mostra un modulo costituito mediante PASS DCB e un trasformatore:

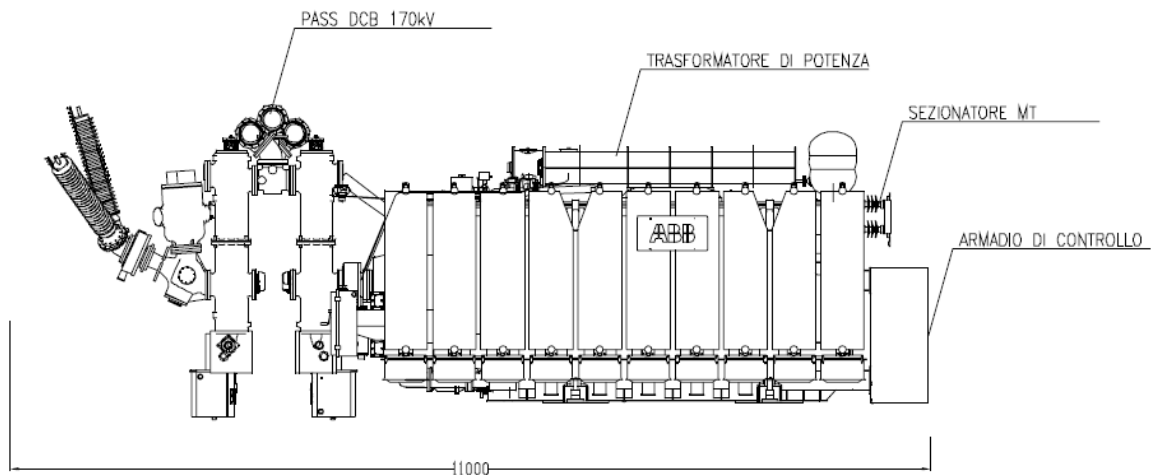


Figura 6-10: composizione modulo MFM

Il modulo è equipaggiato con:

- PASS DCB,
- Trasformatore di potenza,
- Lato linea con sezionatore MT,
- Armadio di controllo (Local Control Cubicle), usato per il comando delle apparecchiature.

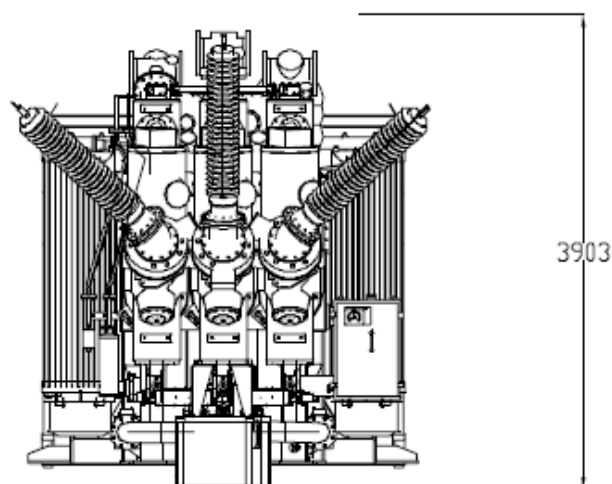


Figura 6-11: spazio impegnato dal modulo MFM

È interessante vedere in Figura 6-11 come lo spazio impegnato dal modulo (equipaggiato con isolatori in aria) sia di soli 11 m x 4 m.

Nella Figura 6-12 possiamo vedere lo schema unifilare del modulo mostrato, con relative protezioni e caratteristiche dei componenti.

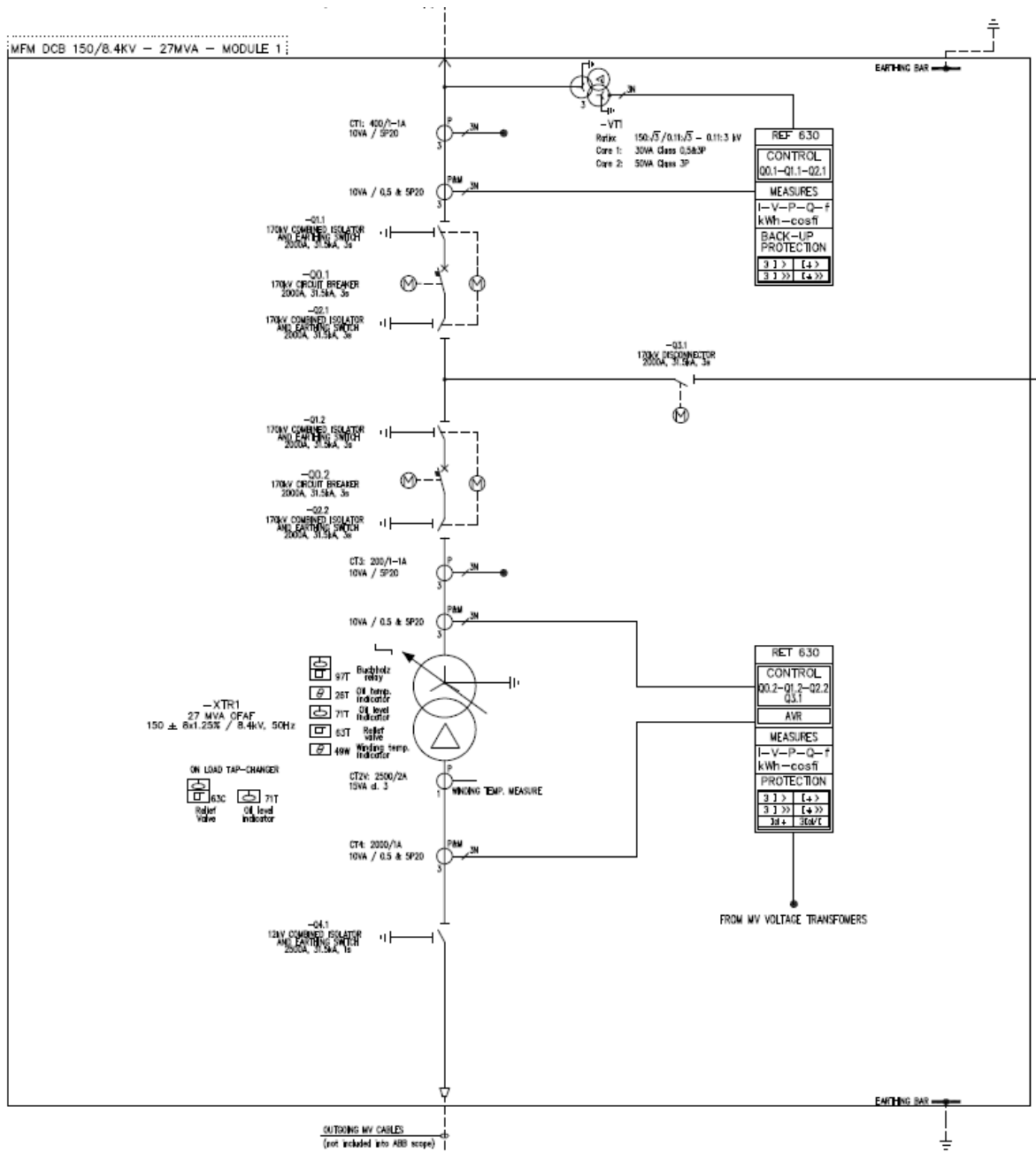


Figura 6-12: schema unifilare modulo MFM

Questo modulo consiste in un trasformatore e in uno stallo di linea, entrambi posizionati sulla stessa struttura; inoltre si ha un congiuntore di sbarra in uscita, che verrà utilizzato per la connessione di un altro modulo, in modo da creare una configurazione ad H con soli due moduli. Com'è possibile vedere, il modulo MFM non include solamente componenti AT, ma anche i componenti necessari per protezione e controllo e il sistema di misura. Tutti questi componenti sono customizzabili secondo le esigenze del cliente e le condizioni di installazione.

Vogliamo, ora, vedere in dettaglio dove sono posizionati i componenti che normalmente si trovano in un modulo MFM, e valutare come sia differente la posizione di essi rispetto ad una tradizionale soluzione in aria. La posizione è mostrata in Figura 6-13.

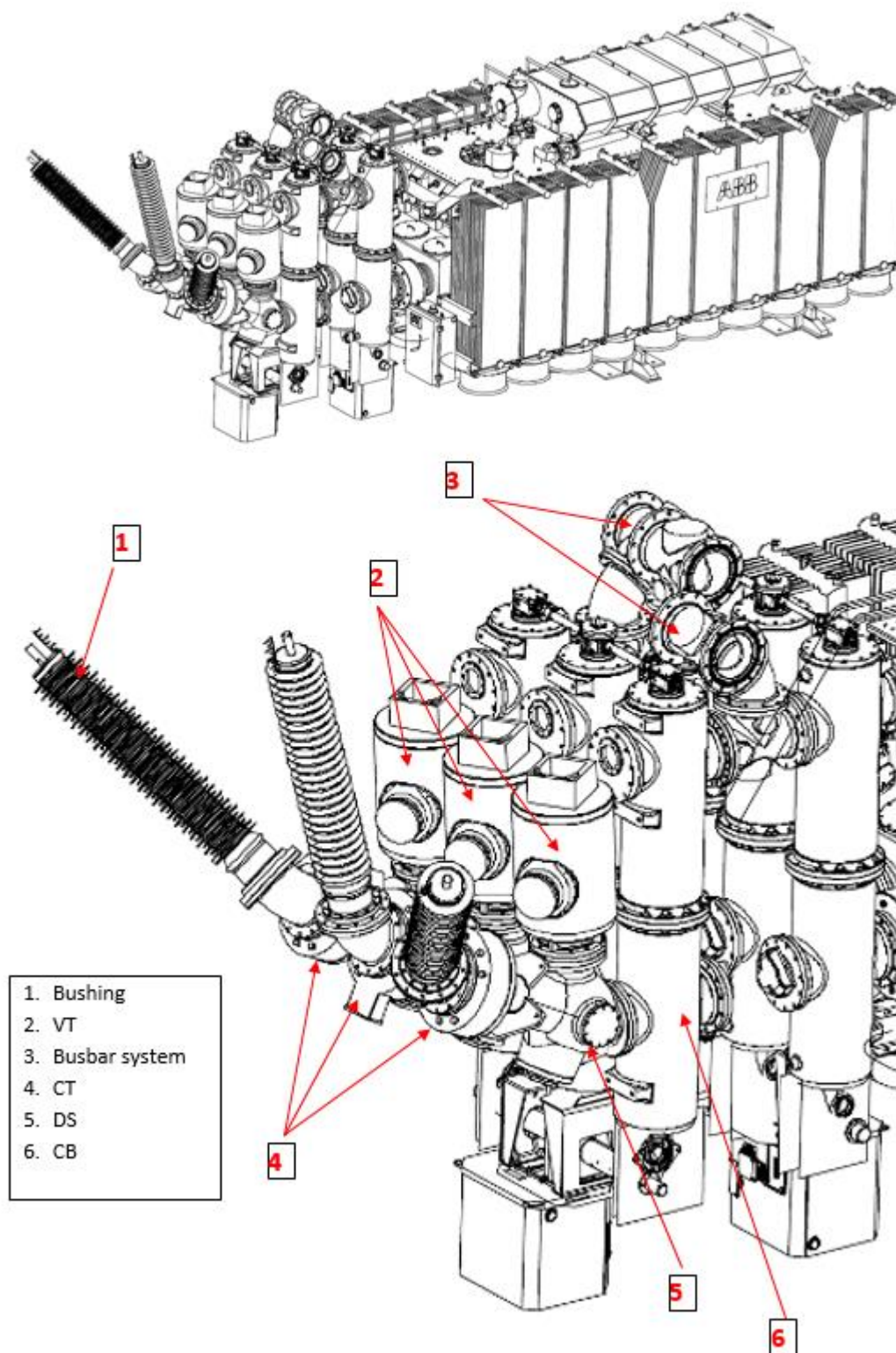


Figura 6-13: posizione dei componenti sul modulo MFM

6.1 TEMPO D'INSTALLAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE

Vogliamo ora comparare i tempi medi di produzione, installazione, test e messa in servizio che occorre per installare una sottostazione. Il tempo d'installazione è considerato dal momento dell'ordine dei componenti fino al momento di connessione alla rete. Viene suddiviso fra tempo necessario alla produzione dei componenti e tempo stimato necessario per i lavori civili, l'installazione e il test della sottostazione. Le valutazioni sono state fatte considerando una sottostazione che si compone di 3 stalli più trasformatore che servirà per connettere in entra/esci un impianto di produzione da fonti rinnovabili. Schema in Figura 6-14.

6.1.1 AIS

Tabella 6-2: tempo d'installazione sottostazione in aria

	TEMPO [mesi]
LTB	5
DS + ES	5
CT - VT	4
TRAFO	6
P&C (Protezione e controllo)	5
TEMPO TOTALE PER I COMPONENTI	6
LAVORI CIVILI	
	10
TEMPO DI REALIZZAZIONE	1
TEMPO DI TEST	1.5
TEMPO TOTALE D'INSTALLAZIONE	
	19-20

Per i componenti è stato considerato un tempo totale di 6 mesi poiché è il tempo necessario per avere a disposizione il trasformatore. Si suppone, quindi, che durante questo tempo gli altri componenti saranno costruiti e spediti. I lavori civili per la sottostazione richiedono un tempo maggiore di 10 mesi ma si suppone che possano cominciare dai 2 ai 3 mesi prima dell'arrivo previsto dei componenti. Si suppone, dunque, che il tempo necessario per i lavori civili e per la produzione dei componenti siano parzialmente sovrapposti. Il tempo per i lavori civili include anche quello necessario per la burocrazia. Il tempo di 10 mesi dipende dal fatto che il numero di stalli è stato fissato a 3, quindi è variabile con questo parametro.

6.1.2 PASS

Tabella 6-3: tempo d'installazione sottostazione con moduli PASS

	TEMPO [mesi]
M0 (modulo completo)	3
TRAFO	6
LAVORI CIVILI	6
TEMPO DI REALIZZAZIONE	6 giorni per il PASS e una settimana per il TRAFO
TEMPO TOTALE D'INSTALLAZIONE	12

Il tempo necessario per avere i componenti è valutato in 6 mesi poiché è il tempo necessario per avere il trasformatore. Per i lavori civili possiamo vedere che risultano essere minori di quelli richiesti dalla sottostazione in aria, poiché è comunque necessario avere la fondazione per il trasformatore, ma per il resto dei componenti, i lavori civili per uno stallo sono costituiti da una sola fondazione, dove verrà posizionato il modulo PASS. In questo caso si hanno, quindi, 3 fondazioni per i 3 moduli PASS. Il tempo d'installazione è di soli 2 giorni per ogni modulo PASS (totale di 6 giorni) e include anche i test AT (i test sul modulo vengono già effettuati in fabbrica, in sito è solamente necessario un test sulla sottostazione completa). Vogliamo ora vedere il dettaglio dei tempi di installazione per il modulo PASS (valido anche, concettualmente, per il modulo MOH). In condizioni di fondazione pronta i passaggi sono i seguenti:

- 2 ore: fissaggio della struttura metallica di supporto alla fondazione,
- 1 ora: scarico del modulo e rimozione dell'imballaggio di legno,
- 3 ore: fissaggio del modulo alla struttura di supporto in acciaio, rotazione dei poli (che vengono ruotati in fabbrica per minimizzare lo spazio durante la spedizione),
- 2 ore: fissaggio del comando al modulo,
- 4 ore: riempimento di gas SF6, connessione dei cavi dei CT al pannello di controllo,
- 4 ore: messa in servizio e test del modulo.

TEMPO TOTALE: 16 ore → 2 giorni

È possibile avere un ritardo in una di queste operazioni, quindi il tempo considerato è di 3 giorni per modulo (sul tempo totale di installazione della sottostazione è comunque trascurabile).

6.1.3 M0H3

Tabella 6-4: tempo d'installazione sottostazione con modulo M0H

	TEMPO [mesi]
M0H3 (modulo completo con 3 interruttori)	4
TRAFO	6
LAVORI CIVILI	4
TEMPO DI REALIZZAZIONE	3 giorni per M0H e 1 settimana per il trasformatore
TEMPO TOTALE D'INSTALLAZIONE	10

Il tempo necessario per la produzione dei componenti (in questo caso del modulo M0H) è analogo a quello del caso di una sottostazione con moduli PASS poiché, a causa dell'elevato tempo di realizzazione del trasformatore, è necessario attendere comunque il completamento di quest'ultimo. I lavori civili sono ridotti, come già è stato visto durante l'analisi di costo, a causa della necessità di avere una sola fondazione per il modulo più una per il trasformatore. La fondazione considerata sarà più grande di quella richiesta da un singolo modulo PASS ma il tempo totale sarà minore di quello richiesto dalle 3 fondazioni necessarie per la sottostazione con moduli PASS. Il tempo di realizzazione è molto basso poiché è equiparabile a quello necessario per un solo modulo PASS, a causa della necessità di dover connettere un solo modulo senza alcun sistema di sbarre. Possiamo vedere come il tempo totale di installazione risulti significativamente più basso di quello necessario per la sottostazione in aria. Nei paragrafi seguenti vedremo come questo tempo può essere tradotto in un vantaggio economico nell'installazione di un impianto fotovoltaico.

6.1.4 MFM

Tabella 6-5: tempo d'installazione sottostazione con modulo MFM

	TEMPO [mesi]
MFM (modulo completo)	5
LAVORI CIVILI	-
TEMPO DI REALIZZAZIONE	1 week
TEMPO TOTALE D'INSTALLAZIONE	5-6

Con l'utilizzo di un modulo preassemblato MFM non viene più considerata il tempo necessario alla realizzazione del trasformatore, poiché quest'ultimo viene già incluso nel modulo. In aggiunta anche il tempo necessario per i lavori civili viene ridotto a zero, in quanto si ha necessità di una sola fondazione che viene realizzata prima dell'arrivo in sito del modulo. Per la sottostazione in aria, non si può avere una completa sovrapposizione dei tempi di realizzazione dei componenti e di quelli delle opere civili poiché, in caso di ritardo della produzione dei componenti, si avrebbe un costo aggiuntivo per il noleggio di gru e apparecchiature necessarie all'installazione, che dovrebbero rimanere in sito inutilizzati. Soprattutto in caso di installazione in paesi esteri, il costo per gli operai in sito diventa elevato, e risultano notevoli aggravii economici in caso di ritardo delle operazioni. È importante notare come il tempo di realizzazione della sottostazione con modulo MFM comprende già l'installazione sia del trasformatore, sia degli strumenti di protezione e controllo, che possono anche essere posti in un container dedicato.

6.2 CASO STUDIO INSTALLAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Come abbiamo già detto, la sottostazione analizzata consente la connessione di un impianto fotovoltaico alla rete elettrica. Vogliamo, quindi, effettuare un'analisi economica per l'installazione di una sottostazione con le diverse tecnologie mostrate finora.

In Tabella 6-6 possiamo vedere le caratteristiche dell'impianto considerato:

Tabella 6-6: caratteristiche impianto fotovoltaico

Potenza installata	12 MWp
Remunerazione per l'energia prodotta	0,36 €/kWh
Sito d'installazione	Roma
Energia producibile	3,96 kWh/giorno per kWp
Soluzioni per la costruzione della sottostazione	AIS, PASS, MOH, MFM
Durata dell'installazione	20 anni
Costo unitario per l'impianto fotovoltaico	2.500 €/kWp
Costo totale dell'impianto fotovoltaico	30.000.000 €

Il valore di remunerazione dell'energia prodotta comprende gli incentivi e il prezzo di vendita.

L'impianto fotovoltaico verrà connesso alla rete secondo lo schema di Figura 6-14:

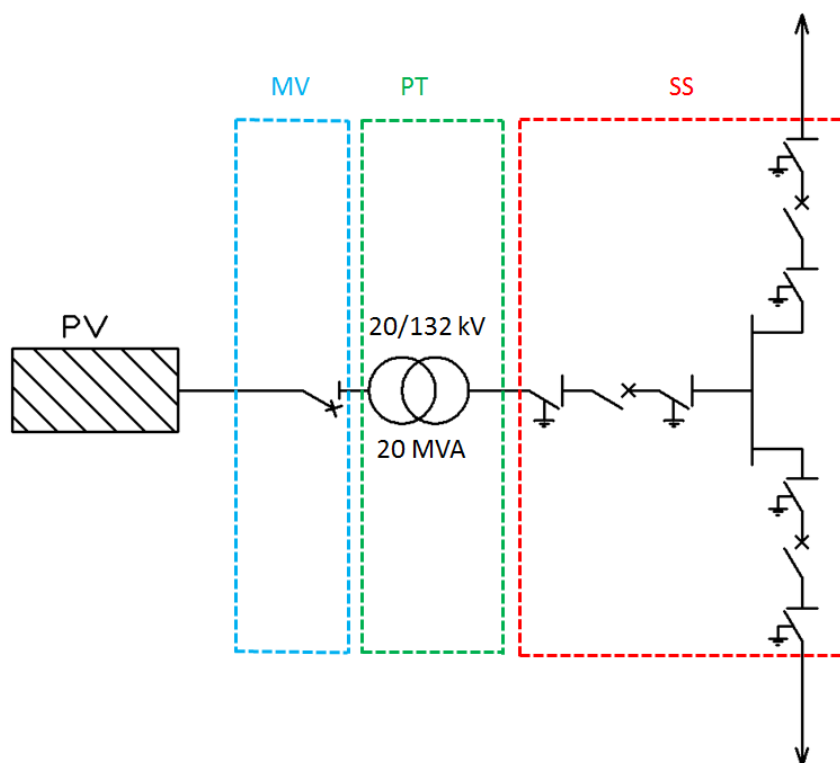


Figura 6-14: connessione impianto fotovoltaico

Per la taglia di questo impianto fotovoltaico (12MWp), è possibile scegliere un trasformatore di taglia 15 o 20 MVA, in base alle future previsioni di espansione o alla necessità di connettere altri carichi. Si sceglie, in questo caso, la taglia da 20 MVA. Anche il rapporto spire del trasformatore cambierà in base alla tensione nominale della linea alla quale sarà collegato. Vogliamo ora vedere come le diverse tipologie di sottostazione impattano sul costo totale dell'investimento e sul punto di ritorno economico dato dall'installazione dell'impianto.

COSTO DI INVESTIMENTO

Consideriamo i seguenti dati di input:

- Costo della manodopera: 1500 €/giorno;
- Costo per il noleggio della gru: 1500 €/giorno.

Tutto questo in accordo con le ipotesi fatte durante la comparazione economica per un EPC europeo con installazione in Europa. Da queste ipotesi ne deriva il Grafico 6-1:

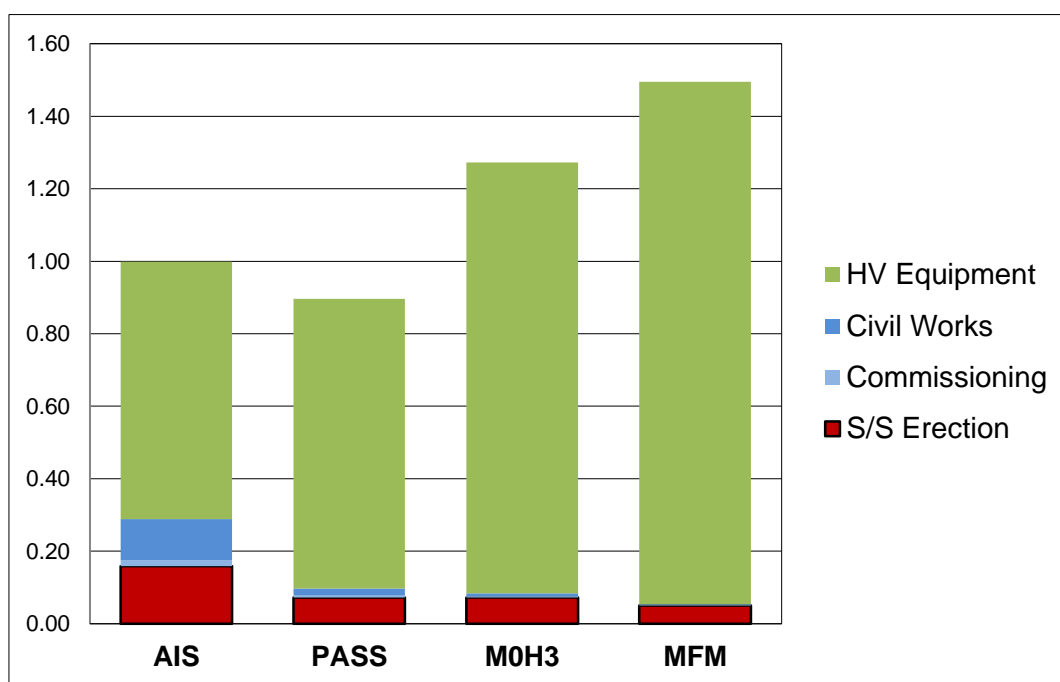


Grafico 6-1: costo di investimento per la sottostazione

Per il costo di investimento possiamo vedere come l'impiego di una sottostazione con moduli PASS permette un risparmio sul costo totale dell'investimento, perché non ci sono costi di sicurezza o costi elevati che dipendono dal tempo di installazione. Tali costi, infatti, volgerebbero a favore della scelta di un'installazione con modulo M0H. È necessario, comunque, analizzare il ritorno economico dell'investimento durante il ciclo di vita dei pannelli

fotovoltaici prima di poter trarre conclusioni. Per un impianto di produzione di energia con fonti rinnovabili è importante valutare il fatto che il cliente che installa l'impianto trae guadagno dalla produzione di energia. Il guadagno è comunque subordinato alla vendita di questa energia, e dunque alla possibilità che venga immessa in rete attraverso una connessione. In questo senso, il tempo di installazione (e dunque di allacciamento alla rete) è un fattore fondamentale per il calcolo della convenienza economica dell'investimento. Verrà quindi calcolato il valore attuale netto (VAN) dell'investimento in modo da quantificare e attualizzare i guadagni dati dalla vendita dell'energia prodotta. Per fare ciò verranno utilizzate le stesse formule del capitolo 4 ma anziché avere dei costi attualizzati avremo dei guadagni attualizzati (quindi con segno opposto). Il WACC è fissato al 10 %. In Tabella 6-7 sono mostrati i dati necessari per l'attualizzazione dei guadagni:

Tabella 6-7: dati per l'attualizzazione dei guadagni

WACC	10%
Vita utile	20anni
$1/(1+WACC)$	0,909090909
$(1+WACC)^N/((1+WACC)^N-1)$	11,17%

Il valore annuale di cash flow (YCF) attualizzato è calcolato con la formula:

$$YCF \text{ attualizzato} = \frac{YCF * n}{1 + WACC}$$

Dove n è l'anno del quale si vogliono attualizzare i guadagni.

Il valore di energia producibile in un giorno è pari a:

$$\begin{aligned} \text{Energia producibile giornalmente} \\ = \text{Potenza installata} * \text{Energia producibile per ogni kWp in un giorno} \end{aligned}$$

Dalle formule si ottengono i valori di Tabella 6-8:

Tabella 6-8: risultati energia producibile e flussi di cassa

	Giorno	Mese	Anno
Energia producibile [MWh]	47,5	1.425,6	17.344,8
Flussi di cassa	17.107 €	513.216 €	6.244.128 €

Dalle formule appena esposte si va ad aggiornare il flusso di cassa annuale all'anno di riferimento, sommando in seguito tutti i flussi di cassa ottenuti. È chiaro che i flussi di cassa positivi dovuti alle vendite di energia avverranno a seguito della connessione e quindi con i tempi per ogni tecnologia definiti dal Grafico 6-2:

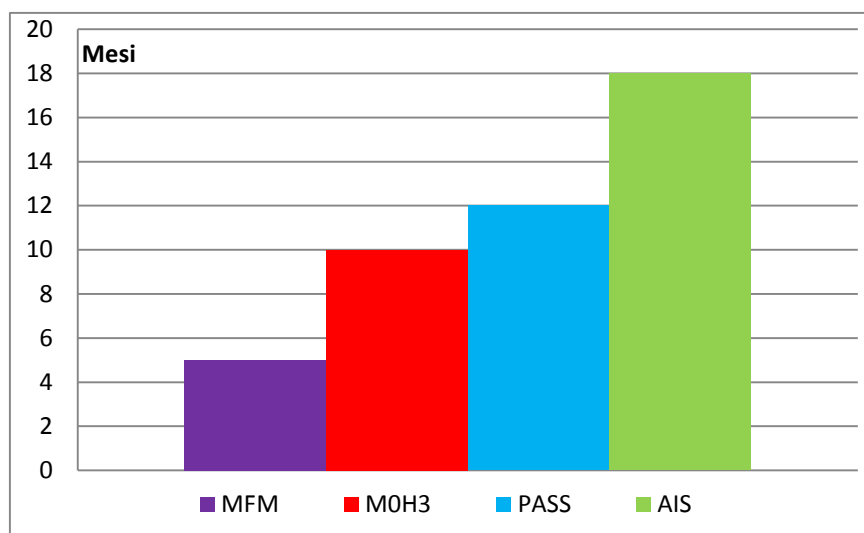


Grafico 6-2: tempi di connessione

Essendo la sottostazione in aria quella che richiede il maggior tempo di installazione, si avrà un ritardo nell'inizio della remunerazione per l'energia venduta. Il modulo MFM, invece, pur partendo da un esborso iniziale maggiore, otterrà guadagni in tempi più brevi, permettendo una connessione più rapida. La sottostazione con moduli PASS permetterà una connessione più rapida di quella in aria e il modulo MOH3 ridurrà ancora i tempi di realizzazione, rimanendo, tuttavia, più sconsigliato rispetto al modulo MFM.

Con queste informazioni si ottiene il Grafico 6-3:

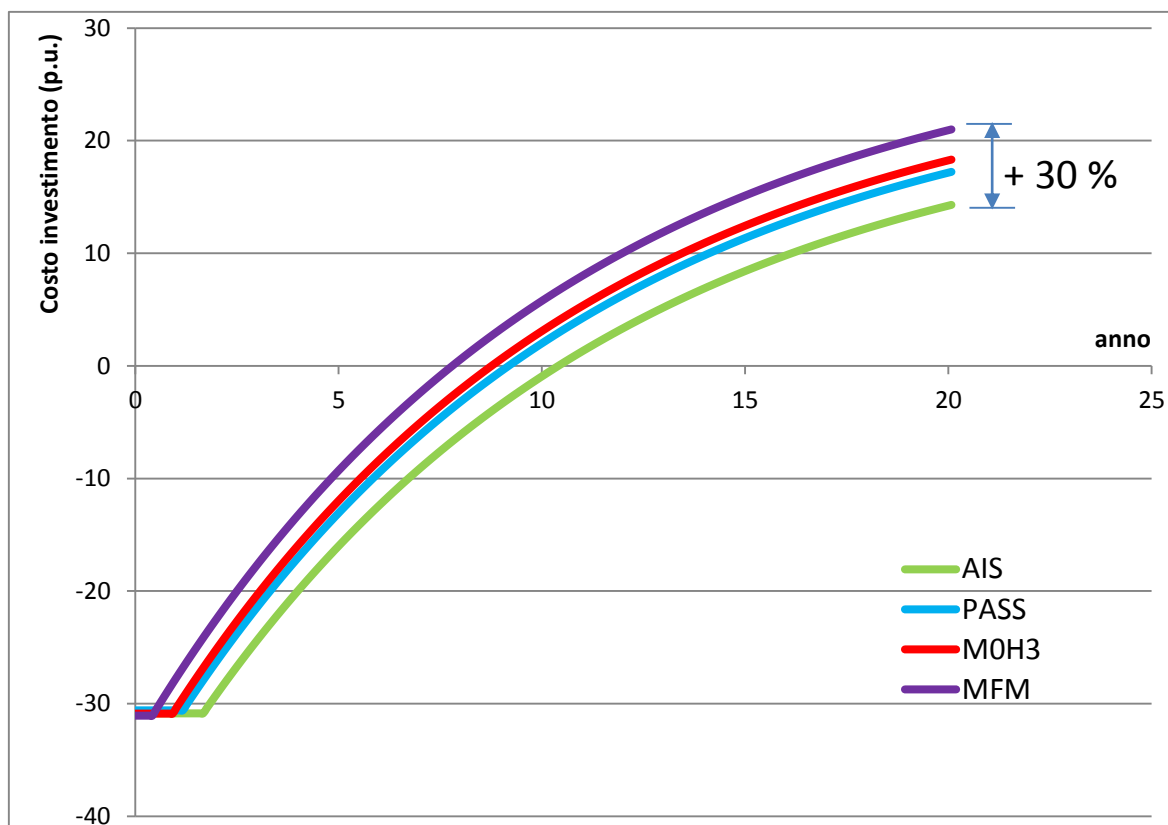


Grafico 6-3: flussi di cassa attualizzati

Sull'asse delle ascisse è presente l'anno considerato, mentre, sull'asse delle ordinate, si ha il costo dell'investimento (in p.u.) che comprende sia il costo dell'impianto fotovoltaico che il costo della sottostazione installata. Il costo dell'impianto fotovoltaico è uguale per tutte le soluzioni, mentre il costo della sottostazione varia come mostrato nel Grafico 6-1.

Quello che si può vedere è l'andamento del flusso di cassa durante il tempo di installazione. Viene considerato come anno zero il momento dell'ordine dei componenti necessari. In tale istante, il costo dell'investimento deve quindi essere accantonato e contabilizzato, e rappresenta, di fatto, un flusso di cassa negativo. Tale flusso rimane costante fino all'istante di connessione alla rete; da quel momento inizia la produzione di energia e quindi la vendita. Questo comporta un flusso di cassa attivo giornaliero che si va a sommare al costo (negativo) dell'investimento iniziale. La differenza fra le varie tecnologie considerate si può vedere nel punto di partenza dei flussi di cassa positivi. Come abbiamo spiegato in precedenza, i tempi di connessione variano per ogni installazione e ciò comporta un diverso istante per la connessione e l'inizio della vendita di energia. Nel Grafico 6-4 è possibile vedere il dettaglio dei primi due

anni con il punto di partenza dei flussi di cassa positivi. I punti di inizio sono quelli definiti in base ai tempi di installazione descritti nei paragrafi precedenti.

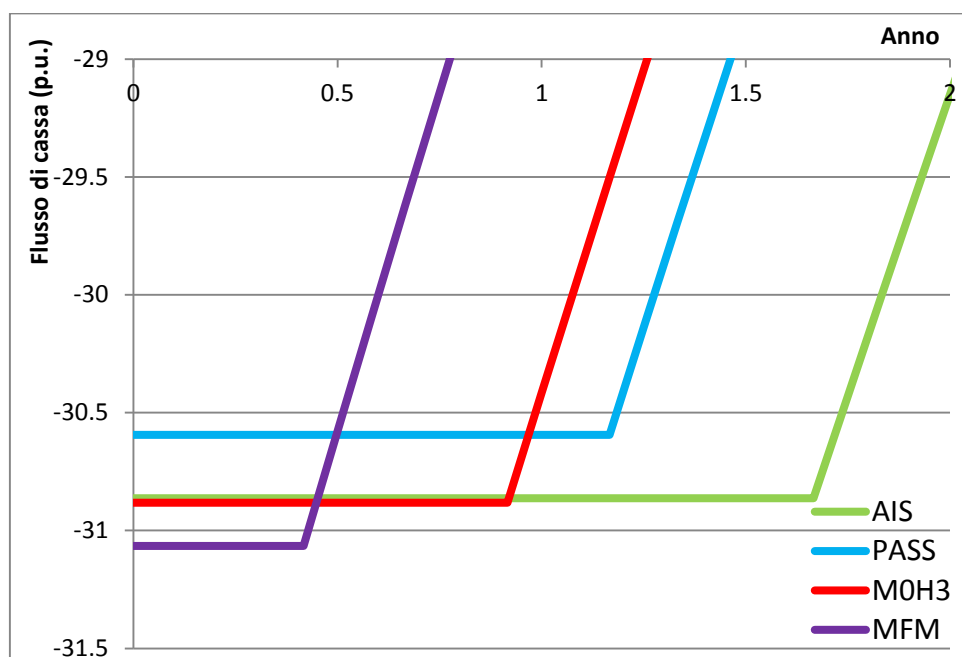


Grafico 6-4: dettaglio dei flussi di cassa attualizzati

La soluzione con modulo MFM è quella che consente il minor tempo di connessione alla rete, e quindi quella che permette di poter avere nel minor tempo una remunerazione dalla vendita di energia. Questa veloce installazione permette di recuperare la spesa maggiore sostenuta all'atto dell'investimento nel tempo minore, producendo, in un tempo di 20 anni, il maggior ritorno economico. Ne deriva quindi un punto di pareggio (Break Even Point) che viene raggiunto in momenti diversi in base al tipo di installazione eseguita, con particolare vantaggio per il modulo MFM. I punti di pareggio sono i seguenti:

- AIS: 10,5 anni;
- PASS: 9,5 anni;
- MOH3: 9 anni;
- MFM 7,5 anni.

Il maggiore esborso iniziale, dunque, non influenza così grandemente l'andamento finale della curva, poiché la differenza di prezzo viene velocemente azzerata dall'introito derivante dalla rapidità di connessione.

Al termine del periodo considerato (20 anni) si può vedere nel Grafico 6-3 come il guadagno realizzato grazie all'installazione di un modulo MFM sia superiore del 30% rispetto a quello realizzato con una tradizionale sottostazione in aria. La differenza diventa ancora più elevata

se si considera la diminuzione degli incentivi con l'avanzare del tempo. Considerando per esempio il Quarto conto energia erogato dal GSE (Gestore Servizi Energetici) si va da una remunerazione di 0.387 €/kWh offerta nel periodo di Giugno 2011, ad una remunerazione di 0.252 €/kWh del secondo semestre del 2012. In tal caso un ritardo di un anno nella connessione porta ad una riduzione del 35% dell'incentivo e di conseguenza del possibile guadagno. Risulta chiaro, dunque, come in questo tipo di installazioni, la rapidità di realizzazione sia fondamentale per poter rendere l'investimento il più conveniente possibile.

6.1.5 CONCLUSIONI

Considerando le evoluzioni del mercato elettrico negli ultimi anni, soprattutto a causa dell'avvento della generazione distribuita e della volontà di migrare da impianti di produzione con combustibili fossili ad impianti a fonti rinnovabili, è importante effettuare considerazioni sui futuri sviluppi della rete. Da un lato l'incentivazione economica di nuovi impianti con fonti rinnovabili ha permesso il crescere di utenze attive private e di un aumento degli investimenti in questo senso. Tale aumento è stato, appunto, sostenuto da una forte incentivazione statale. Al diminuire di questi incentivi, l'adozione di soluzioni economicamente più convenienti delle tradizionali sottostazioni in aria può permettere un continuo investimento nella modifica delle fonti di energia. Sul fronte prettamente economico, infatti, la rapidità d'installazione e di connessione di un impianto ne determina il ritorno economico finale. Altro aspetto importante è la destinazione delle apparecchiature di sottostazione una volta terminata la vita utile dell'impianto di produzione. I componenti in SF6 presentano una vita utile tipicamente maggiore delle apparecchiature isolate in aria e possono essere destinate ad uso diverso una volta terminato. L'installazione di una sottostazione in aria presenta, inoltre, la caratteristica di avere un elevato numero di fondazioni posizionate in modo ben preciso e che non possono essere riadattate a seguito di cambi di configurazione, né tantomeno possono essere spostate in caso di volontà di trasferire l'impianto. Soluzioni compatte con moduli MFM ed MOH permettono, oltre ad una semplice installazione, un futuro spostamento in modo relativamente semplice. A tutto ciò si aggiunge il fatto che il costo delle fondazioni (che di fatto è un investimento che perde immediatamente il suo valore) è molto contenuto, dunque uno spostamento della sottostazione comporta costi minori rispetto a un'installazione in aria.

6.3 CASO REALE

Dopo aver discusso di ipotetici casi di installazione, vediamo ora un caso reale affrontato da ABB Adda, per la comparazione economica e l'installazione di due moduli MFM.

6.3.1 Scenario di installazione

Il progetto considerato tratta del rifacimento di una sottostazione 150/8,4 kV, installata presso la centrale idroelettrica di Salisano (RM). La sottostazione ha una struttura ad H ed è connessa a due linee e due trasformatori da 27 MVA posizionati come in Figura 6-15, mentre lo schema unifilare è quello mostrato in Figura 5-1 (H4 con congiuntore di sbarra).

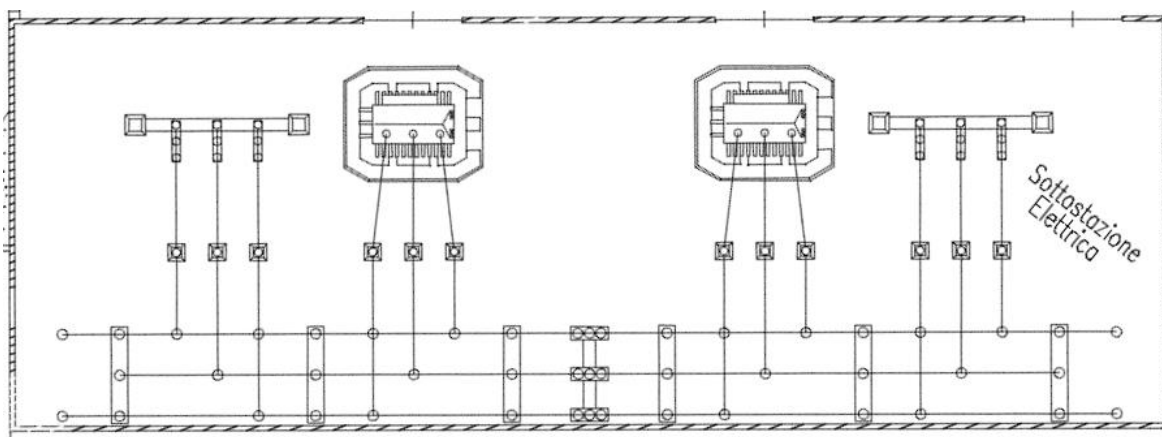


Figura 6-15: configurazione attuale della sottostazione

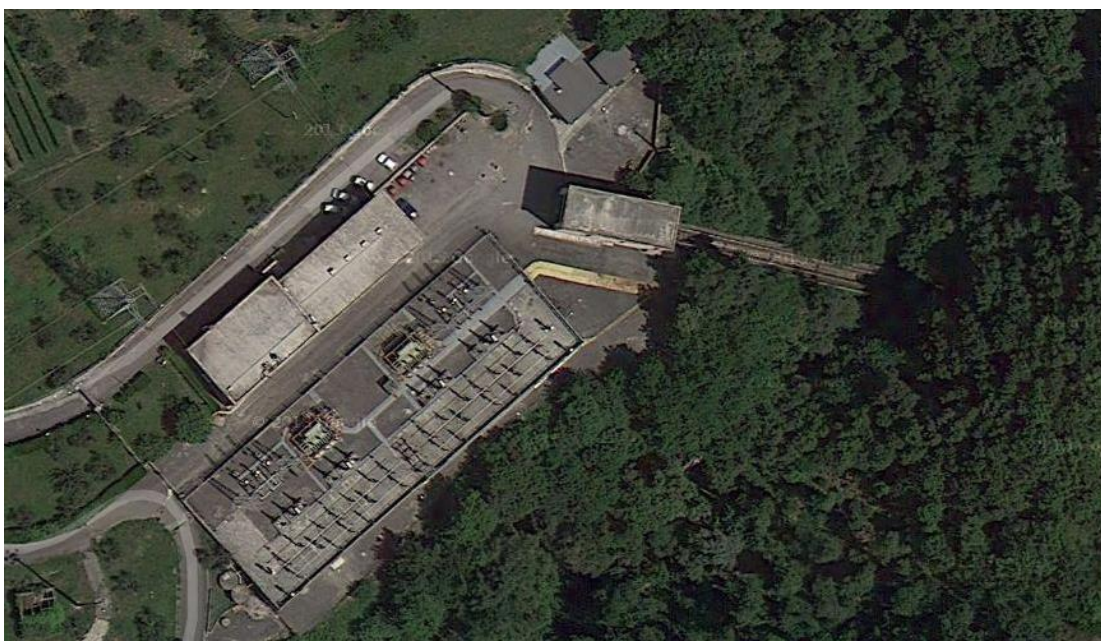


Figura 6-16: fotografia sottostazione centrale di Salisano

La sottostazione necessita di rinnovamento della parte di trasformazione, ed è inoltre installata in un'area ad alto rischio idrogeologico. Per tale motivo ci sono problemi di stabilità e il gestore è costretto ad effettuare continui interventi di manutenzione con notevole dispendio economico. In particolare l'area affetta da instabilità è quella di Figura 6-17 dove risiede la maggior parte dei componenti di alta tensione:



Figura 6-17: area a rischio stabilità

Lo spazio racchiuso dalla linea rossa è di circa 10 m x 70 m ed è necessario rimuovere tutti i componenti presenti all'interno per mettere in sicurezza lo spazio.

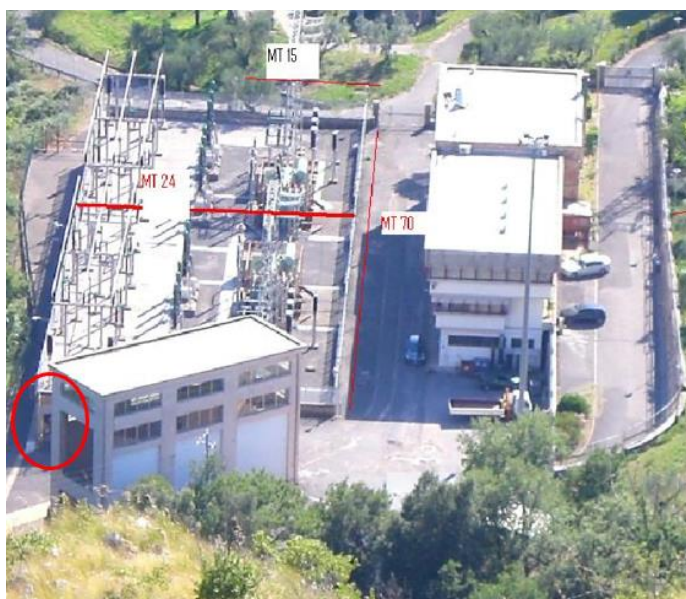


Figura 6-18: fotografia area cedevole

Nel circolo rosso è evidenziata la parte cedevole che presenta i maggiori problemi (in particolare i pilastri). In aggiunta a ciò, si ha il fatto che l'area sottostante è definita ad alto interesse archeologico. In caso, dunque, di necessità di scavi, si potrebbero presentare notevoli costi e ritardi se si avesse il ritrovamento di reperti (in questi casi la possibilità di scavo è consentita solo con attrezzature idonee e da particolare aziende qualificate)

6.3.2 Descrizione tecnica

Vediamo ora la descrizione dei moduli MFM proposti per il rifacimento della sottostazione. L'obiettivo è quello di sostituire l'intera sottostazione in aria con una equivalente in SF6. Per equivalente si intende che devono rimanere le stesse funzionalità e le stesse possibilità di esercizio della sottostazione in aria.

I dati tecnici e i parametri nominali delle apparecchiature descritte in seguito si riferiscono alle normative di riferimento. Tali norme sono elencate in bibliografia ai numeri [10] ÷ [27].

6.3.3 Schema unifilare

Lo schema unifilare proposto per la soluzione con moduli MFM è quello di Figura 6-19:

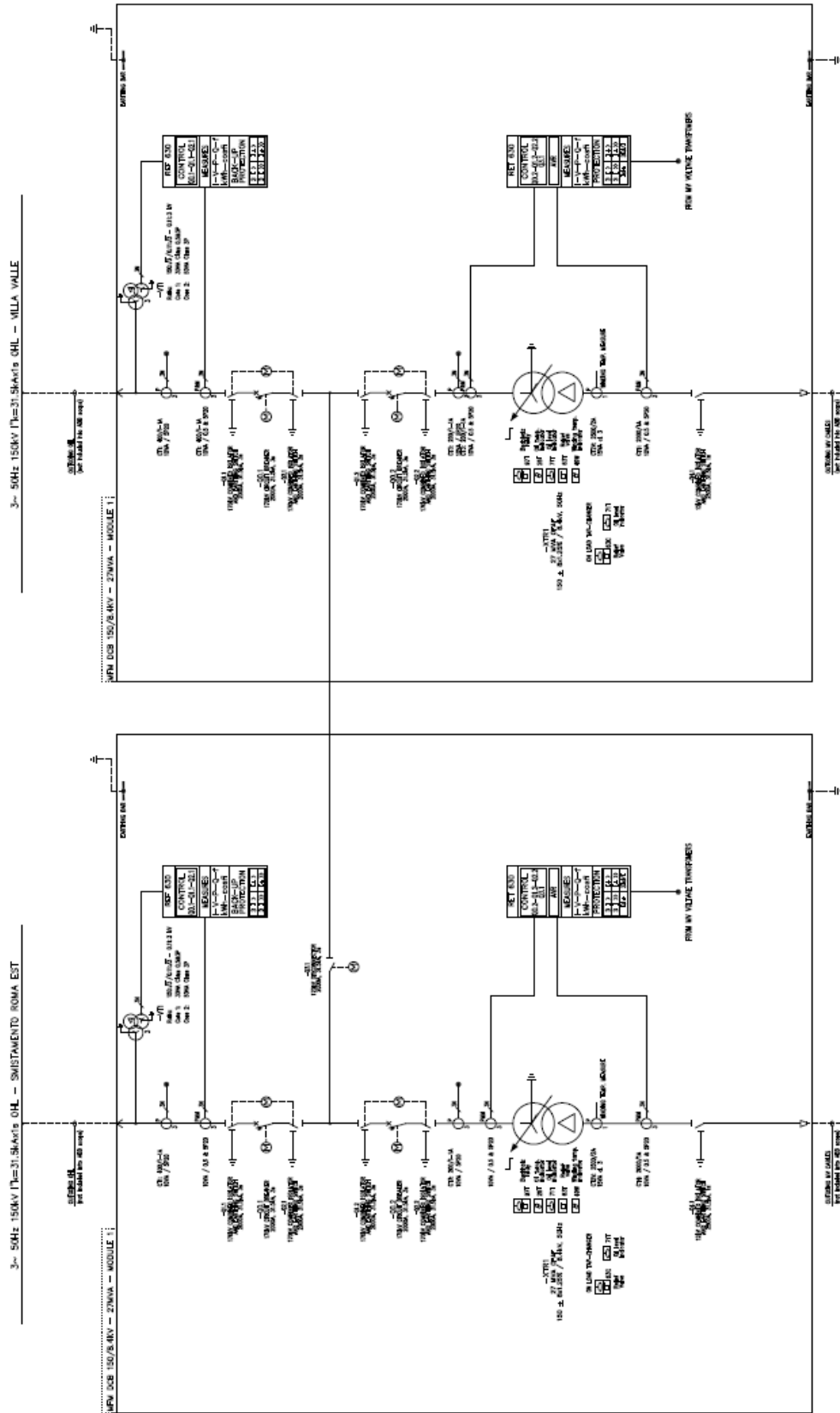


Figura 6-19: schema unifilare moduli MFM

Tale soluzione verrà realizzata con due moduli come visto in Figura 6-19, i quali verranno connessi attraverso un sistema di sbarre. I moduli sono uguali a meno del congiuntore di sbarra, che, per ovvie ragioni pratiche e di spazio, non verrà installato sulle sbarre ma su uno dei due moduli. Il montaggio delle sbarre avverrà in sito, in modo da consentire il trasporto separato di 2 moduli. Il layout di connessione è quello di Figura 6-20:

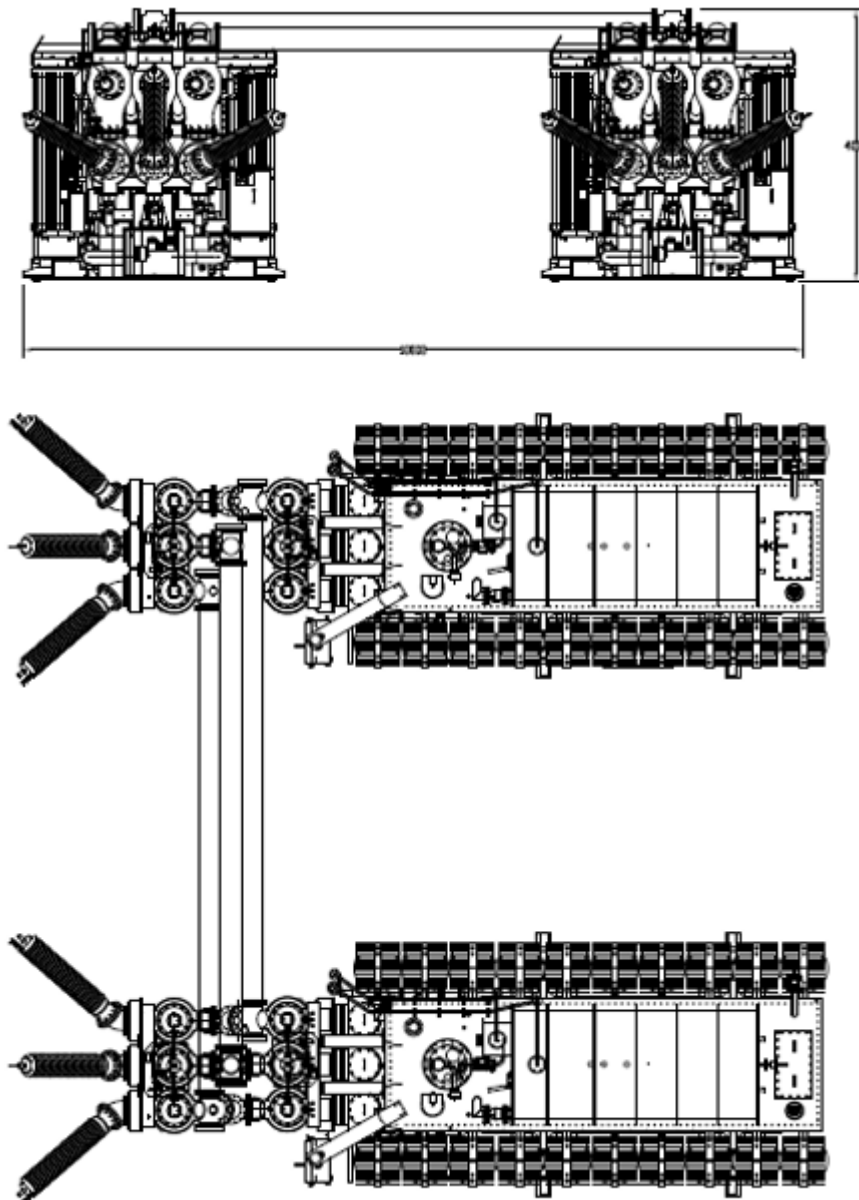


Figura 6-20: layout di connessione

ELENCO APPARECCHIATURE

Il modulo MFM include le funzionalità di:

- Trasformatore di potenza 27 MTA - 150/8.4 kV (2)
- Modulo PASS MO 170kV DCB (2)
- Quadro protezione e controllo di modulo AT e Trasformatore (2)
- Sezionatore tripolare 12kV con lame di terra (2)

CONDIZIONI AMBIENTALI D'INSTALLAZIONE ED ESERCIZIO

MFM è progettato e costruito per installazione all'aperto, e può essere esercito nelle seguenti condizioni ambientali:

- Tipo di installazione : esterno
- Altitudine : fino a 1000 m s.l.m.
- Temperatura ambiente massima : +40 °C
- Temperatura ambiente minima : -20 °C
- Umidità relativa : 100 %
- Resistenza al sisma : 0,5 g
- Trattamento anti corrosione : si

CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE

Il modulo MFM 0 è caratterizzato dalle seguenti caratteristiche tecniche di progetto per ogni componente.

TRASFORMATORE DI POTENZA 150/8.4kV - 27 MTA

Il nucleo è di tipo a tre colonne, realizzato con lamierino magnetico a basse perdite laminato a freddo. I lamierini sono tagliati a 45° e sovrapposti. In funzione del progetto e delle dimensioni nominali del nucleo è possibile che all'interno dello stesso siano inseriti canali di raffreddamento. Lo spessore dei lamierini può essere di 0,30, 0,27 o 0,23 millimetri, a seconda del materiale usato.

I gioghi superiori e inferiori sono pressati mediante armature in acciaio. Le armature superiori e inferiori sono collegate per mezzo di tiranti. Il nucleo e il sistema di armature sono isolati fra di loro.

Gli avvolgimenti sono di tipo concentrico. A seconda della potenza, del tipo di applicazione e progettazione, la tipologia costruttiva degli avvolgimenti può essere: lastra, multistrato (in piattina o in cavo trasposto), elica o disco. Al fine di assicurare un adeguato raffreddamento,

fra avvolgimenti e fra conduttori possono essere posti canali d'olio assiali o radiali. La cassa è in grado di sopportare il vuoto completo. I radiatori sono collegati alla cassa mediante valvole d'intercettazione. Il coperchio del trasformatore è imbullonato. La parte attiva del trasformatore è rigidamente collegata al coperchio della cassa. La tenuta d'olio fra cassa e coperchio è assicurata da una guarnizione di gomma sintetica. Il compartimento principale della cassa è collegata con un conservatore d'olio allo scopo di compensare le variazioni di volume d'olio in funzione della temperatura. Il conservatore è collegato con l'esterno tramite un essiccatore in silicagel per evitare la contaminazione dell'olio da parte dell'umidità atmosferica. La cassa è dotata di n. 4 ganci di sollevamento e n. 8 ganci di traino.

Il trasformatore è dotato di un commutatore a carico sul lato AT. La regolazione è di $150\pm 10\%$ in 17 posizioni. Il gradino di tensione è del 1.25%. L'interruttore del commutatore a carico è del tipo in olio, ed è inserito all'interno di una camera il cui olio non è in contatto con quello della cassa; pertanto per il commutatore è previsto un compartimento separato del conservatore, al quale è connesso con una tubazione indipendente munita di relè di protezione. L'armadio di comando del commutatore contiene i circuiti di comando e controllo del commutatore.

Accessori principali

- isolatori lato primario Collegamento diretto al PASS;
- isolatori lato primario (Neutro) 1x 52kV/250A – Isolatori in porcellana;
- isolatori lato secondario 3x 12kV/2000A – Isolatori in porcellana;
- commutatore ABB tipo UBB con conservatore ed essiccatore silicagel dedicati;
- indicatore livello olio con 2 contatti;
- relè di protezione;
- essiccatore Silicagel;
- relè Bucholz con n. 2 contatti;
- valvola di scoppio con n. 1 contatto;
- indicatore di livello olio per il conservatore principale con n. 2 contatti;
- indicatore di temperatura olio con n. 2 contatti;
- targa secondo norme IEC;
- cassetta dei circuiti ausiliari;
- nr. 2 valvole presa campione olio;
- nr. 1 valvola attacco filtro pressa;
- nr. 1 valvola di scarico olio.

Tensioni di alimentazione ausiliaria

- Ventole, motori 400V - 50Hz 3ph
- Scaldiglie 230V – 50Hz 1ph
- Circuiti di controllo 110Vdc

6.3.4 Dati nominali

Normativa di riferimento		IEC 60076		
Potenza nominale	[kVA]	27000		
Sistema di raffreddamento		OFAF		
Tensioni nominali	[kV]	150±8x1.25%/8.4		
Frequenza	[Hz]	50		
Gruppo vettoriale		YNd11		
Esercizio		CFVV		
Temperature e luogo di esercizio				
Classe di isolamento		A		
Massima temperatura ambiente	[°C]	40		
Sovratemperatura olio massimo	[K]	60		
Sovratemperatura media avvolgimenti	[K]	65		
Altezza	[m]	<1000		
Posizionamento		Outdoor		
Garanzie				
Perdite a vuoto	[kW]	19	+IEC tol	
Perdite a carico a 75°C (40MTA - 150/30kV)	[kW]	144	+IEC tol	
Impedenza nominale (40MTA – 150/30kV)		12.3%	±IEC tol	
Livelli di isolamento				
		AT	ATN	LV
Tensione massima sistema	[kV]	170	52	12
Tensione applicata (60 s)	[kV]	275	95	75
Tensione di impulso (1.2/50 μs)	[kV]	650	250	28

MODULO PASS M0 Double Circuit Breaker 170kV

Il modulo PASS M0 DCB include le seguenti funzionalità:

- due (2) interruttori tripolari comandati da un comando tripolare a molla tipo BLK 222;
- tre (3) sezionatori linea/terra combinati con comando motorizzato;
- sei (6) trasformatori di corrente toroidali;
- tre (3) trasformatori di tensione induttivi isolati in SF6;
- una (1) predisposizione tripolare per connessione in corda di alluminio lato AT.

Tensioni di alimentazione ausiliaria

- Sganciatori di apertura, chiusura e motori 110V dc
- Scaldiglie 230V – 50Hz 1ph
-

Dati nominali:

Norma di riferimento		IEC 62271
Tensione massima	[kV]	170
Frequenza	[Hz]	50
Tensione di prova (60 s)	[kV]	325
Tensione di impulso di prova (1.2/50 µs)	[kV]	750
Corrente massima	[A]	2000
Corrente di C.to C.to	[kA]	31.5
Durata C.to C.to	[s]	3
Corrente C.to C.to di picco	[kA]	80
Dati ambientali		
Temperatura ambiente massima	[°C]	40
Altitudine	[m]	<1000
Tipo di installazione		Outdoor
Pressione SF6 nominale	[MPa]	0.58
Perdite annuali		<0.5%

6.3.5 Equipaggiamento BT

MFM è completo delle seguenti apparecchiature BT.

Misure, Protezione e controllo

Misure, protezione e controllo sono realizzate con l'impiego di IED ABB della serie Relion™, come indicato nello schema unifilare allegato.

Lo schema di protezione è studiato ad hoc per garantire la migliore funzionalità. Tutti gli IED sono completi di scheda di comunicazione IEC 61850.

Cablaggi

I circuiti ausiliari sono realizzati con filo con sezione 1.5 mm², ad eccezione dei circuiti amperometrici e voltmetrici che sono realizzati con filo di sezione 4÷6 mm².

Altri cavi di potenza sono adeguatamente dimensionati in base alla corrente nominale e al livello di corto circuito.

Tutti i cavi sono in accordo alla norma IEC 60332, con le seguenti caratteristiche:

- Isolamento nominale : 0,6/1 kV
- Massima temperature di esercizio : 70° C
- Massima temperature di corto circuito : 160° C

I morsetti sono di tipo moulded block con livello di isolamento 600V, complete di targhette bianche per la numerazione e la individuazione dei circuiti.

Sistema di messa a terra

I punti di connessione delle apparecchiature costituenti il modulo MFM alla maglia di terra sono connessi tra loro per mezzo di una sbarra di terra principale (dimensioni 5x40 mm).

6.3.6 Rimozione del trasformatore

I moduli MFM sono progettati e realizzati in maniera tale da permettere la facile sostituzione del trasformatore o di altri componenti in caso di manutenzione o modifica delle esigenze progettuali.

Ad esempio, lo scollegamento e la rimozione del trasformatore si effettua attraverso uno speciale elemento di collegamento, il quale, una volta sezionato l'interruttore, può essere privato del gas SF6 e scollegato, mantenendo il resto dell'installazione in condizioni di esercizio. Questo elemento è, sostanzialmente, un cono isolante rigido che sostiene la parte di PASS DCB. Tale collegamento, dunque, consente di poter rimuovere un trasformatore, mantenendo comunque in servizio tutta la sottostazione poiché il sostegno avviene da parte dell'altro modulo. Dettaglio in Figura 6-21:

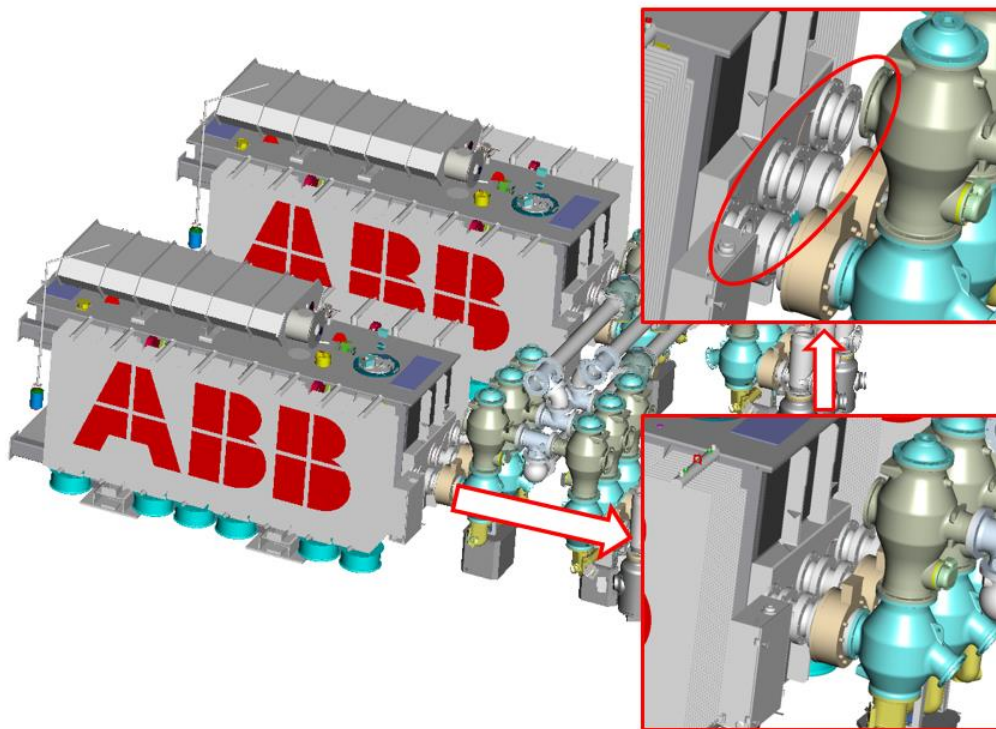


Figura 6-21: connessione del trasformatore alla parte di alta tensione

In Figura 6-22 sono schematizzati i passi da seguire per scollegamento e rimozione attraverso semi-rimorchio:

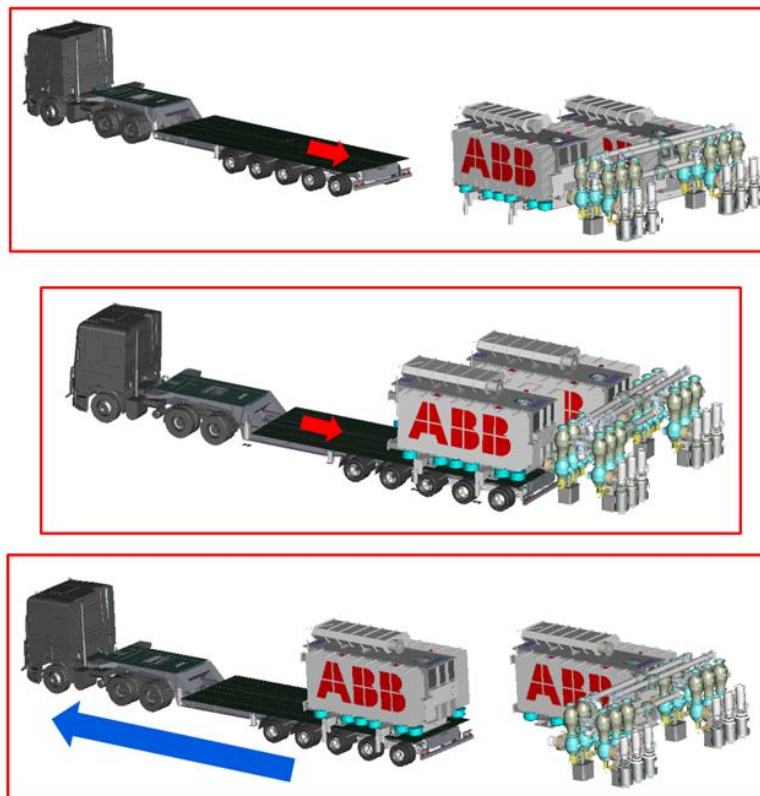


Figura 6-22: rimozione del trasformatore

Il vantaggio di questo tipo di posizionamento e rimozione è la completa assenza di gru per la movimentazione del modulo. Bisogna innanzitutto considerare il notevole peso del trasformatore (anche di uno tradizionale) per il cui spostamento sarebbe richiesta una gru della portata di 100 ton. Nell'analisi effettuata finora il costo della gru era stato fissato tra i 500 e i 1500 €/giorno ma serviva solamente per la movimentazione dei componenti di alta tensione. Tali componenti sono molto più leggeri di un trasformatore e possono arrivare all'incirca ad un peso di 1 ton. Con la necessità di movimentare un'apparecchiatura come un trasformatore di potenza aumentano notevolmente i costi di noleggio (circa 3 p 4 volte) per i mezzi idonei. Potendo installare il modulo MFM solo con l'utilizzo di martinetti (come visto in precedenza) e rimorchio, il risparmio che ne consegue è notevole. Può rendersi necessaria, inoltre, la rimozione del trasformatore per riparazione oppure per sostituzione, in seguito alla volontà di potenziare l'impianto. In questo caso, dati i limitati spazi, risulterebbe impossibile aggiungere un'ulteriore macchina. Si renderebbe, quindi, necessaria la sostituzione dell'apparecchiatura. Con il modulo MFM considerato è possibile, come visto, caricare il trasformatore sul rimorchio e sfilarlo dalla sua posizione di funzionamento. Tutto questo, dunque, senza l'utilizzo di gru o altri mezzi di sollevamento.

6.3.7 Proposte di soluzione

Qui di seguito vengono presentate due delle possibili soluzioni per l'installazione di MFM nel contesto considerato. L'obiettivo di queste soluzioni è quello di minimizzare l'area occupata, andando a sgomberare l'area a rischio crollo come visto in Figura 6-17.

Sol. A: posizionamento del modulo creando nuove fondazioni.

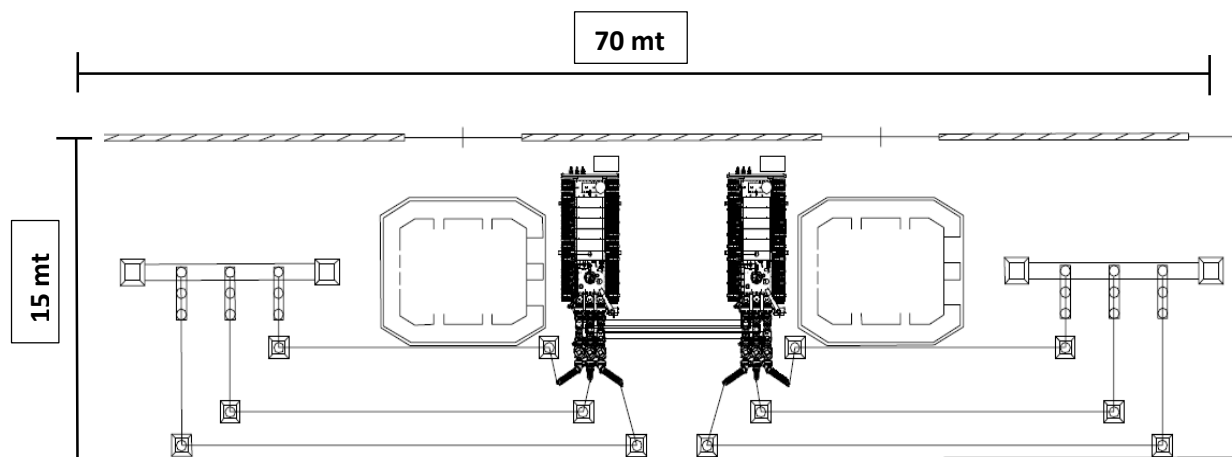


Figura 6-23: soluzione A

Questa soluzione tende a minimizzare la lunghezza delle sbarre blindate, che vengono utilizzate per connettere i due moduli.

Sol. B: posizionamento del modulo sfruttando le fondazioni dei vecchi trasformatori esistenti.

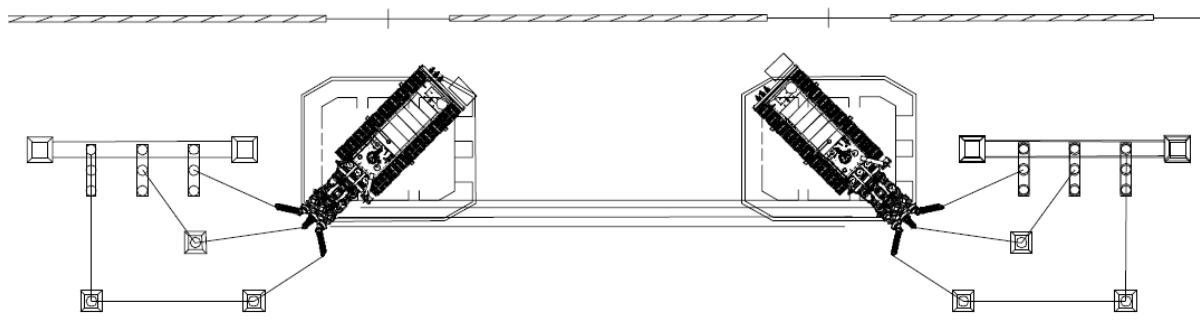


Figura 6-24: soluzione B

Questo tipo di soluzione è pensata per riutilizzare le fondazioni dei trasformatori esistenti, in modo da evitare di doverne creare di nuove. Il peso del singolo modulo è paragonabile a quello del trasformatore attualmente installato, dunque questo posizionamento non comporta problemi di stabilità. In questo caso si dovrà provvedere all'installazione di sbarre blindate di lunghezza maggiore.

Il posizionamento fuori asse rispetto alla fondazione è anche motivato dal ridotto spazio di manovra per il camion che dovrà posizionare il modulo. Come si può vedere in Figura 6-25, la presenza dell'edificio quadri retrostante i trasformatori renderebbe più difficile il posizionamento dei moduli come ipotizzato nella sol. A. Supponendo un'installazione fuori asse, si facilitano le operazioni di scarico del modulo (considerando l'abbattimento dei muri di contenimento).

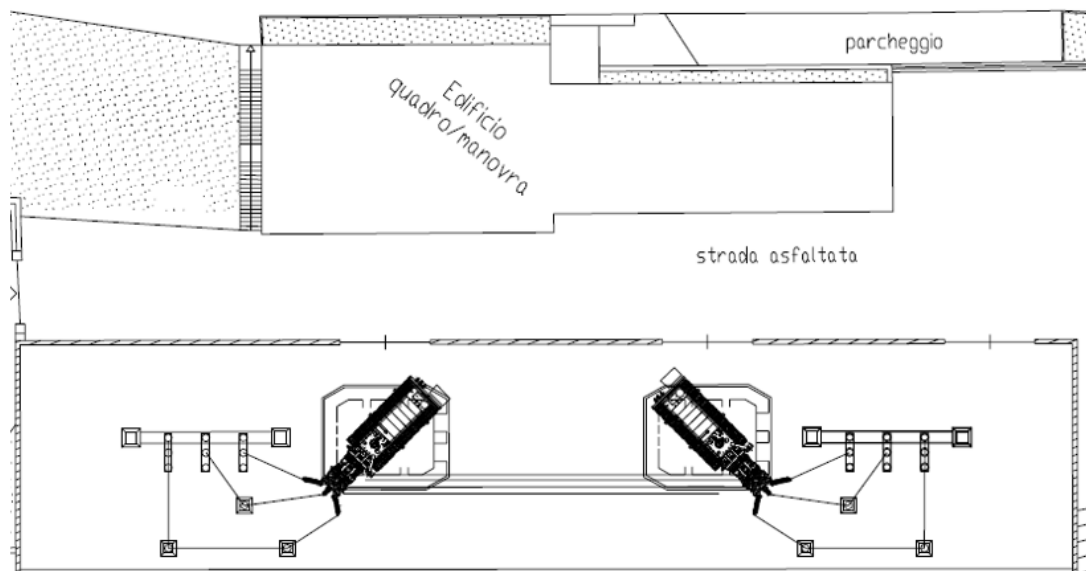


Figura 6-25: posizione sottostazione ed edificio quadri

Entrambe le soluzioni sono state studiate per mantenere inalterati i portali di arrivo delle linee AT. Questo perché non è economicamente conveniente rimuoverli ed avvicinarli, installando i moduli sotto di essi. In caso di un'installazione nuova, si potrebbe pensare ad un posizionamento ravvicinato degli arrivi linea, ed una collocazione dei moduli nello spazio immediatamente sottostante, con un enorme risparmio di spazio come in Figura 6-26.

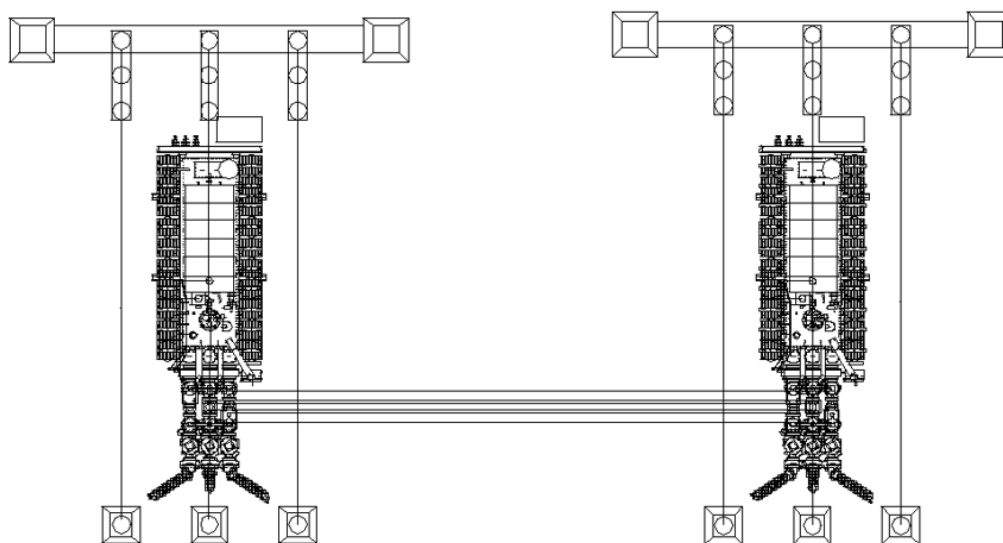


Figura 6-26: posizionamento moduli e arrivi linea

6.3.8 Analisi del costo di investimento (AIS)

Componenti AT:

Interruttori tipo LTB (3polare) 170kV	112.000 €
Sezionatori rotativi 170kV con LT	84.000 €
Trasformatori di corrente 170kV	66.000 €
Trasformatori di tensione 170kV	42.000 €
Sistema sbarre, morse, conduttori	34.000 €
Sezionatori 24 kV con LT	16.000 €
Cavi BT	24.000 €
Trasformatori di potenza	560.000 €
Strutture metalliche di supporto per i componenti (per stallo)	56.000 €
Protezione e controllo	30.000 €

Strutture e fondazioni

Costo di una fondazione per uno stallo (DS + CB + DS + CT + VT):	15.000 €
Fondazione sistema sbarre e congiuntore:	16.000 €
Fondazione per trasformatori:	46.000 €

Costo installazione

La Tabella 6-9 prende in considerazione i costi per la manodopera sostenuti per installazione e messa in servizio delle apparecchiature AT avendo terminato i lavori civili necessari.

Tabella 6-9: costi installazione soluzione in aria

	Giorni/stallo (o trafo)	Numero di persone	€
Ingegneria	20	2	44.000
Montaggio di uno stallo AT	15	3	15.000
Installazione trasformatori	5	2	20.000
Montaggio sistema sbarre e congiuntore	5	2	20.000
Collegamento parte potenza			40.000
Cablaggio verso stazione			28.000
Verifiche funzionali stazione			22.000

Costo di trasporto

In Tabella 6-10 vengono riassunti i costi di trasporto per le apparecchiature in aria.

Tabella 6-10: costo trasporto e logistica sottostazione in aria

	Prezzo [€]
Trasporto apparecchiature AT e scarico	10.000
Trasporto e scarico trasformatori (per entrambi)	40.000
Area stoccaggio e movimentazioni intermedie	10.000
Rimozione e smaltimento imballi	5.000

Il trasporto dei componenti in aria risulta particolarmente oneroso poiché vi è la necessità di trasportare una quantità di apparecchiature che richiede l'impiego più camion. Si avrà, quindi, la necessità di avere 1 camion per ogni trasformatore e 1 camion per ogni stallo da trasportare, quindi un totale di 6 camion e 6 viaggi. Con la soluzione MFM, invece, l'intera sottostazione può essere trasportata con due soli camion (1 per modulo) e quindi 2 viaggi.

Per quanto riguarda la soluzione AIS, componenti e strutture, inoltre, dovranno essere stoccati per tutta la durata dei lavori, comportando quindi un ulteriore costo accessorio. Con la soluzione MFM proposta da ABB non si avranno ulteriori costi di stoccaggio poiché i moduli verranno trasportati in sito e posizionati direttamente nel punto in cui è prevista l'installazione.

Ingombro

La sottostazione in aria, per sua natura, occupa uno spazio notevolmente superiore alla sottostazione fatta con moduli MFM. Lo spazio occupato per la soluzione in aria è quantificabile in 1200 mq. Per la soluzione con MFM lo spazio occupato risulta pari a 130 mq (se posizionati come la sol.A), quindi 10 volte minore.

La riduzione di spazio occupato permette non solo di limitare le opere civili da eseguire ma anche di evitare variazioni di costo dovute ad imprevisti quali: terreni accidentati e con opere aggiuntive non previste in fase di valutazione, eventuali aree in cui non si ha la possibilità di operare liberamente sul terreno (zona archeologica). Oltretutto la soluzione con moduli MFM permette di installare una sottostazione anche dove non esiste lo spazio fisico, come in questo caso, per attuare una soluzione in aria (considerato che va sgomberata la parte cedevole). Si possono infatti verificare situazioni in cui non sia disponibile lo spazio sufficiente per poter effettuare rinnovamento o ampliamento dell'impianto.

Tempi di installazione

Al netto dei lavori civili da eseguire, andiamo ad analizzare, in Figura 6-27, il tempo necessario per installazione e messa in servizio per la soluzione in aria e per la soluzione MFM:

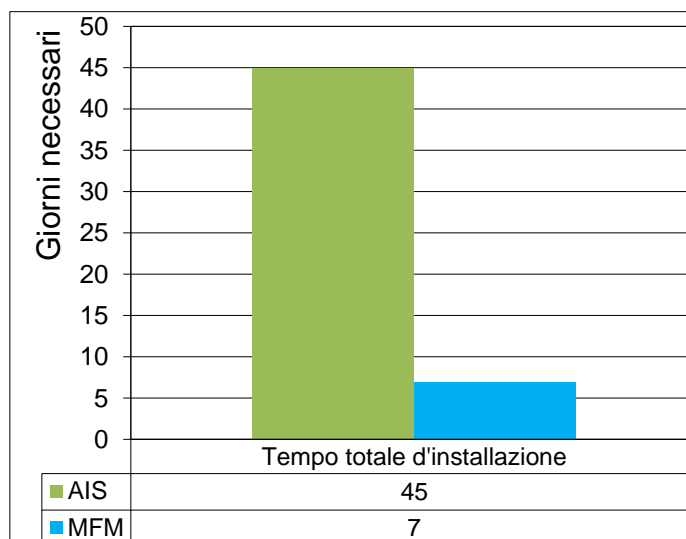


Figura 6-27: tempi d'installazione

Come si può vedere dalla Tabella 6-9, la soluzione in aria richiede un tempo di montaggio di 15 giorni per stallo (quindi 60 giorni totali per 4 baie più il montaggio del sistema di sbarre e dei trasformatori). La soluzione con moduli MFM permette di avere un tempo di installazione 8 volte inferiore rispetto la soluzione in aria.

Riassunto e somma dei costi di investimento:

Tabella 6-11: riassunto costi sottostazione in aria

Voce di costo	Prezzo [€]
Apparecchiature e materiali	1.024.000
Opere civili	122.000
Gestione ed ingegneria	89.000
Trasporto e Logistica	65.000
Installazione e test	190.000
TOTALE	1.490.000

Tabella 6-12: riassunto costi sottostazione con moduli MFM:

Voce di costo	Prezzo [€]
Apparecchiature e materiali	
Opere civili	40.000
Trasporto	35.000
Installazione e test	40.000
Cablaggio verso stazione	8.000
Verifiche funzionali stazione	4.500
TOTALE	

Analisi del costo di investimento (valori in p.u. con riferimento al costo di investimento in aria):

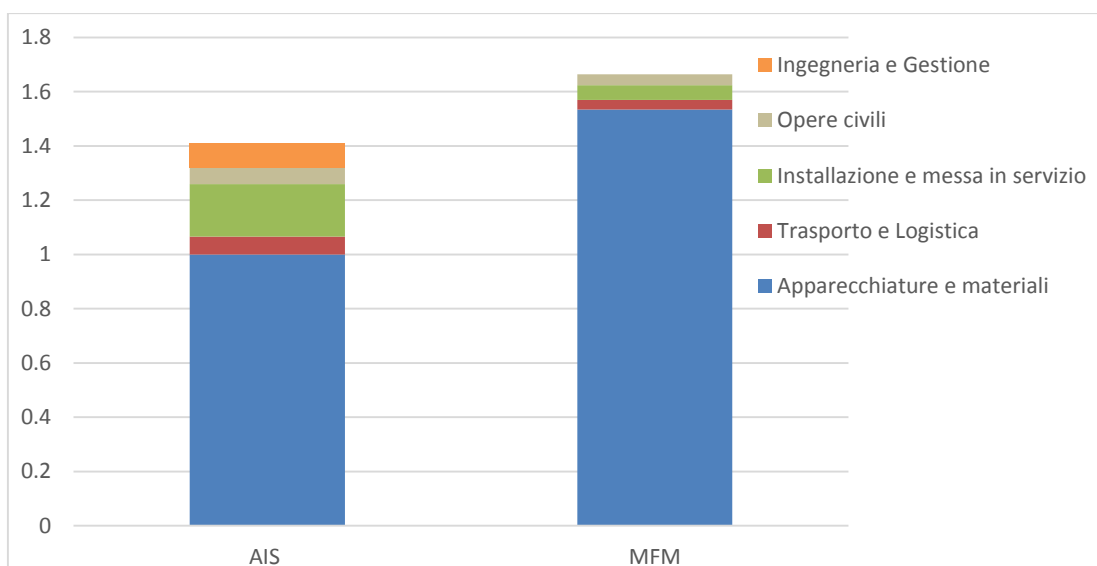


Grafico 6-5: analisi del costo di investimento

Dai grafici si possono trarre le seguenti conclusioni:

- Il tempo di installazione e messa in servizio (e di conseguenza i costi) viene fortemente ridotto con la sottostazione composta dai moduli MFM;
- La soluzione in aria richiede un trasporto più oneroso della soluzione MFM, e presenta un problema e costo di stoccaggio che non si presenta per la soluzione in SF6;
- In fase di installazione si ha la necessità di lavori in quota per la soluzione in aria, operazione che porta ad avere un rischio per le persone che attueranno l'installazione. La sicurezza per gli operatori è quindi notevolmente migliore per la soluzione con modulo MFM;

- La soluzione MFM permette di ridurre notevolmente lo spazio impiegato dalla sottostazione;
- La riduzione notevole del numero di isolamenti in aria (nr. 153 isolatori contro nr. 6 per l'MFM) aumenta di molto l'affidabilità, riducendo anche notevolmente il rischio di scariche;
- Una soluzione con moduli MFM permette, in qualsiasi momento, la completa rimozione dell'intera sottostazione ed il suo eventuale riposizionamento in un'altra area divenuta di maggior interesse ed utilità.

6.3.9 Analisi di affidabilità

Come visto nel capitolo 4 si esegue l'analisi di affidabilità per le due soluzioni considerate:

La Tabella 6-13 presenta i risultati ottenuti dall'elaborazione dei dati Cigré attraverso il software SUBREL di ABB S.p.a.:

Tabella 6-13: analisi di affidabilità

TRANSFER PATH (L1 – L2)						
	Frequenza di interruzione [1/anno]			Durata dell'Interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS	0,3703	2,6500	3,0203	3,9957	16,5000	20,4957
MFM	0,0183	0,2668	0,2851	0,1042	1,6008	1,7050
10 volte maggiore						
LOAD (L1 – T1, L2 - T2)						
	Frequenza di interruzione[1/anno]			Durata dell'Interruzione [ore/anno]		
	Guasto	Manutenzione	TOT	Guasto	Manutenzione	TOT
AIS	0,2542	2,0750	2,3292	2,2939	12,7500	15,0439
MFM	0,0157	0,2001	0,2158	0,0552	1,2006	1,2558
11 volte maggiore						

Tale analisi mostra come la frequenza e la durata dei fuori servizio per la sottostazione in aria sono notevolmente maggiori rispetto la stazione in SF6.

6.3.10 Costi di manutenzione

Supponendo un costo di 1000 €/giorno a persona per la manutenzione si calcola, come visto nel capitolo 4, il costo totale sostenuto durante un'installazione della durata di 30 anni. In Tabella 6-14 si possono vedere i risultati:

Tabella 6-14: costi di manutenzione

Soluzione	Costo di manutenzione [€]
AIS	215.000
MFM	20.200
10 volte maggiore	

6.3.11 Costi di interruzione

A seguito di queste interruzioni, previste per manutenzione e guasto, è possibile calcolare il costo per l'energia non fornita dovuto al mancato introito. Si è ipotizzata la cifra di 0.05 €/kWh per poter effettuare il calcolo. Entrambi i costi sono attualizzati nel periodo di 30 anni.

Il calcolo è effettuato allo stesso modo del costo di manutenzione, moltiplicando il tempo di fuori servizio per il costo dell'energia non fornita e attualizzandolo. In Tabella 6-15 sono presentati i risultati:

Tabella 6-15: costi di interruzione

Soluzione	Costo di interruzione [€]
AIS	229.000
MFM	19.000
12 volte maggiore	

La soluzione con moduli MFM permette di poter fornire energia alla rete per un tempo maggiore nell'arco del ciclo di vita del prodotto, evitando dunque un esborso in forma di mancato introito.

6.3.12 Life Cycle Cost

Come spiegato nel capitolo 4, il costo totale dell'apparecchiatura nel periodo di 30 anni si ottiene come:

$$LCC = \text{Costo di investimento} + \text{Costo di O\&M} + \text{Costo di interruzione}$$

I costi di manutenzione e interruzione sono attualizzati all'anno zero. Nel seguente grafico vengono mostrati i risultati ottenuti:

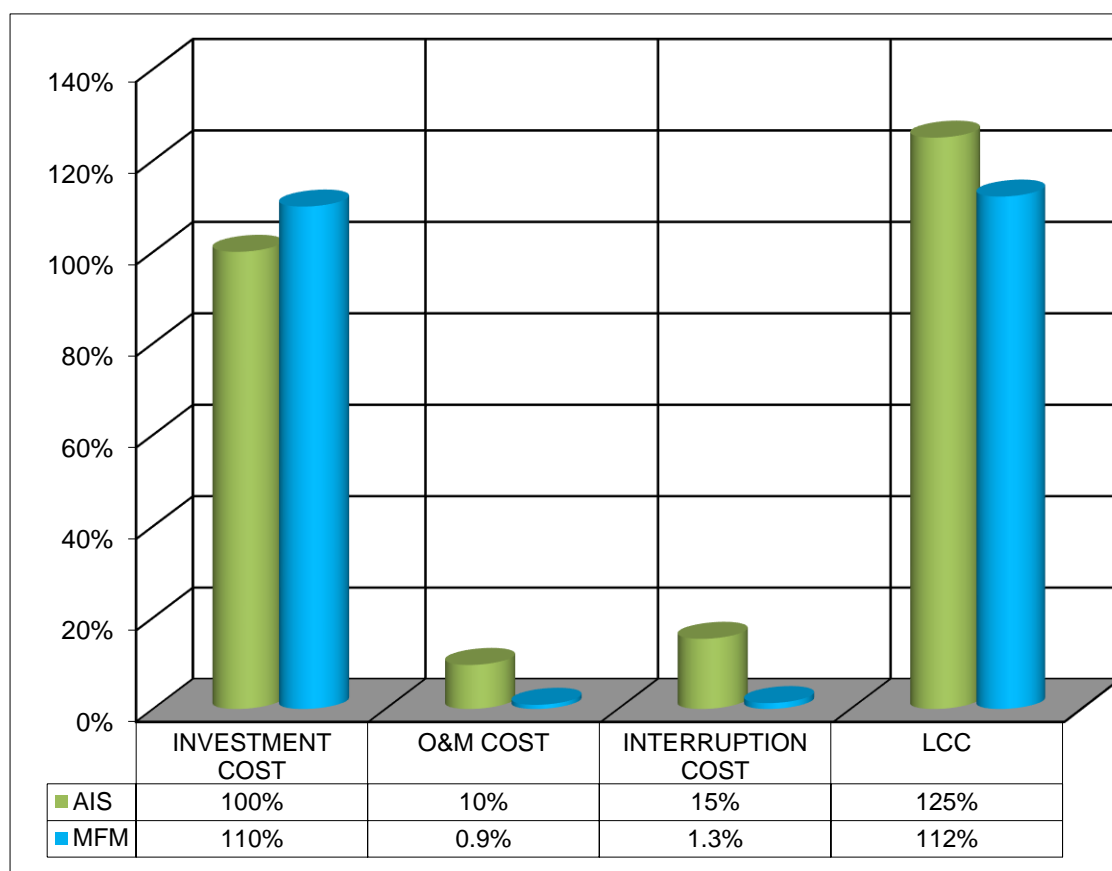


Grafico 6-6: LCC installazione sottostazione in aria e con modulo MFM

Per rendere più chiara l'analisi, evidenziamo come viene ottenuto graficamente il LCC per le apparecchiature in aria e per l'MFM. Al costo di investimento iniziale si vanno a sommare il costi di manutenzione e il costo di interruzione dell'alimentazione attualizzati. La somma esprime il LCC per la sottostazione. Il Grafico 6-7 esprime graficamente il metodo di calcolo del LCC:

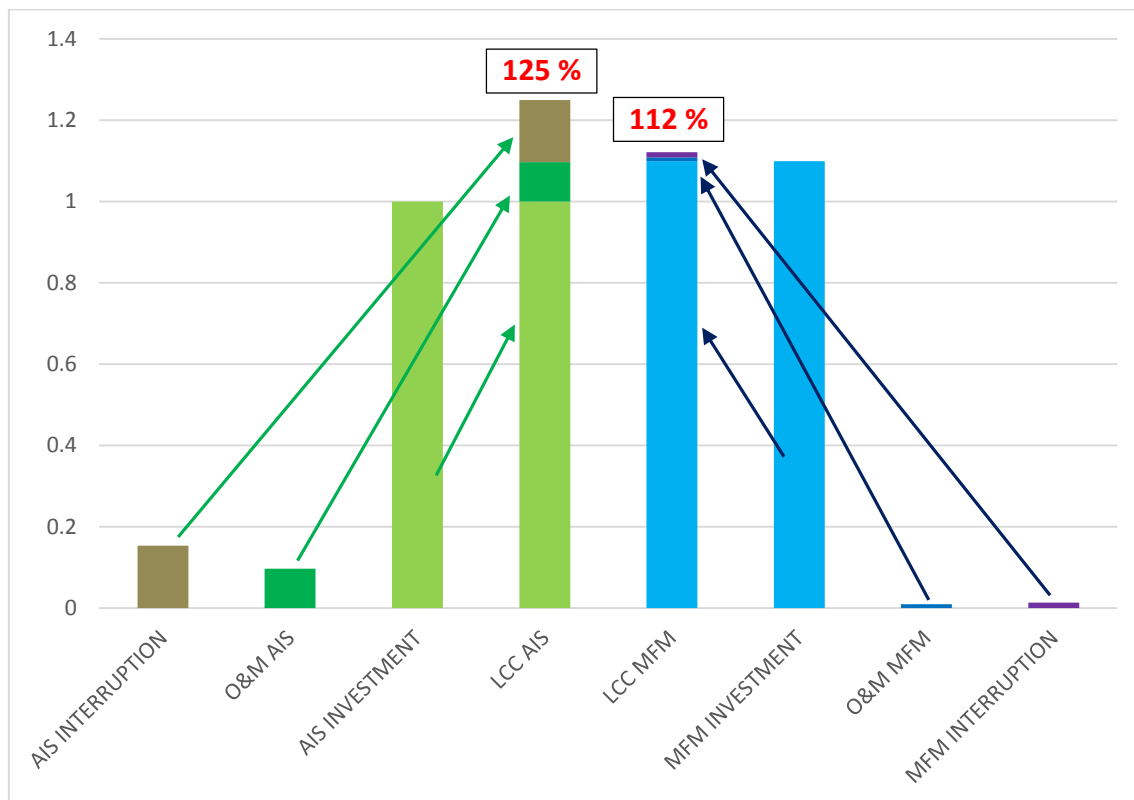


Grafico 6-7: dettaglio LCC

6.3.13 Conclusioni

Analizzando i grafici, si può notare come la soluzione con moduli MFM presenti, a fronte di un investimento iniziale di poco maggiore, notevoli benefici durante e dopo l'installazione.

Il maggior punto di forza della soluzione con moduli preassemblati è la notevole riduzione dei costi di installazione dovuti alle opere civili e al tempo impiegato per realizzazione e messa in servizio. Il fatto di avere dei moduli preassemblati e già testati in fabbrica permette, inoltre, di poter effettuare l'installazione attraverso il solo posizionamento e connessione dei moduli, senza prove aggiuntive (oltre a quelle di verifiche di funzionalità).

Sul fronte dei costi di manutenzione, le apparecchiature in SF6 garantiscono un notevole isolamento dall'ambiente esterno, e quindi necessità di manutenzione veramente ridotta. Tale manutenzione è per lo più ispettiva, a livello visivo, per garantire che non vi siano situazioni di

rischio (presenza di ruggine o simili) e può essere effettuata senza alcuna interruzione di servizio.

Questo comporta che il funzionamento dell'intero impianto risulti migliorato rispetto alla soluzione convenzionale in aria, evitando ore di fuori servizio che comportano ulteriori costi.

Riassumiamo rapidamente i **vantaggi della soluzione con moduli MFM** rispetto alla tradizionale installazione in aria:

- Preassemblati e testati completamente in fabbrica,
- Trasporto meno costoso,
- Assenza di necessità di stoccaggio,
- Opere civili molto ridotte,
- Installazione rapida e in condizioni di sicurezza,
- Bassissimo rischio di scariche (pochi isolatori) e meno potenza persa,
- Bassissimi costi di manutenzione,
- Notevole riduzione di tempi e costi di fuori servizio,
- Possibilità di futuro spostamento dell'intero modulo in modo rapido.

Nell'analisi economica è stato volutamente omissa il costo del terreno, che influenzerebbe fortemente in positivo la soluzione con moduli MFM.

7 CONCLUSIONI

In questo lavoro di tesi sono stati presentati alcuni aspetti dello sviluppo della tecnologia nel campo delle sottostazioni elettriche. È stato svolto un lavoro di ricerca di dati statistici di affidabilità, avendo come fonte i report Cigré tabulati nel 2012. A partire da questi, attraverso un software di ABB (SUBREL) per il calcolo del tasso di guasto e manutenzione, sono stati analizzati gli indici di affidabilità per alcune fra le più comuni configurazioni di sottostazione. Importante obiettivo della tesi era anche quello di valutare quali siano le migliori configurazioni da adottare e quali tecnologie permettano la migliore disponibilità di energia durante l'arco di vita della sottostazione.

A seguito di questa analisi sono stati valutati i metodi e le tempistiche d'installazione delle sottostazioni in aria, ibride e in gas. L'analisi ha mostrato come, in differenti mercati, non vi sia una soluzione generalmente valida e generalmente conveniente. In generale si è visto che, al modificarsi delle condizioni d'installazione, vi sia una serie di fattori che contribuisce a modificare la convenienza economica delle varie sottostazioni. In particolare si è visto come con l'impiego di prodotti preassemblati, vi siano situazioni in cui si ha un forte potenziale di risparmio, dovuto alla rapidità d'installazione.

La comparazione economica è stata effettuata su due aspetti:

- costo d'installazione della sottostazione;
- costo dell'intera vita della sottostazione.

Per quanto riguarda il costo d'installazione, le sottostazioni con moduli preassemblati isolati in gas si sono mostrate, in generale, più convenienti rispetto a quelle in aria nei casi in cui si hanno mercati caratterizzati da un forte costo d'installazione. Ciò può essere dovuto sia all'elevato costo della manodopera, sia ai costi accessori quali elevato costo del terreno, del noleggio delle apparecchiature, nonché del costo delle fondazioni per i componenti.

In merito al costo del ciclo di vita della sottostazione, le installazioni effettuate con componenti isolati in gas SF₆ si sono mostrate molto meno costose. La motivazione di questo è da ricercarsi, principalmente, nella ridotta manutenzione richiesta da questo tipo di apparecchiature. Questi componenti, infatti, si trovano racchiusi in un involucro metallico, a tenuta stagna, e sono completamente immersi nel gas isolante. In questo modo si garantisce l'isolamento dall'ambiente esterno, che può causare problemi in caso di condizioni ambientali

particolarmente problematiche (presenza di sale, sabbia). Tuttavia, anche in condizioni non estreme, questo tipo di componenti garantiscono comunque un'ottima affidabilità e richiedono una manutenzione veramente ridotta.

Altro aspetto importante, oltre al costo di manutenzione, è il costo dovuto alle interruzioni per guasto. Alcuni processi industriali richiedono, per loro natura, una fornitura ininterrotta di energia (si pensi ad esempio alla lavorazione dell'acciaio); in questi casi diventa importante il numero e la durata di interruzioni a seguito di guasti ai componenti. I componenti in SF₆ sono sottoposti ad uno stress minore rispetto ai componenti in aria, e ciò porta ad avere tassi di guasto notevolmente inferiori. L'impiego, dunque, di questi componenti, va a diminuire fortemente i costi sostenuti per la riparazione di guasti e l'eventuale pagamento di penali per mancata fornitura di energia.

Nell'ultimo capitolo della tesi è stata effettuata un'analisi economica rivolta alla convenienza di installazione di moduli completi preassemblati, in sostituzione alle tradizionali soluzioni per sottostazioni. Si è visto un ipotetico caso di installazione di un impianto fotovoltaico, il cui ritorno economico è valutato in funzione degli incentivi statali ottenibili. La velocità d'installazione di questi moduli preassemblati, ha mostrato come la rapida connessione di questo tipo di impianto porti ad avere, anche partendo da un costo di investimento maggiore rispetto alle tradizionali tecnologie, un ritorno economico in un tempo più breve. Tutto ciò grazie alla condizione per cui che la vendita di energia prodotta possa avvenire in tempi molto rapidi per queste soluzioni modulari (circa un terzo del tempo impiegato rispetto ad un'installazione in aria).

8 BIBLIOGRAFIA

- [1] http://it.wikipedia.org/wiki/Rigidit%C3%A0_dielettrica
- [2] *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 1 – Summary and General Matters*, Cigré report 509, Ottobre 2012
- [3] *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 2 - Reliability of High Voltage SF6 Circuit Breakers*, Cigré document 510, Ottobre 2012
- [4] *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 3 - Reliability of HV equipment, Disconnecter and Earthing switch*, Cigré document 511, Ottobre 2012
- [5] *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 4 – Instrument Transformers*, Cigré document 512, Ottobre 2012
- [6] *Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 5 – Gas Insulated Switchgear (GIS)*, Cigré document 513, Ottobre 2012
- [7] R. Cameroni, C. Granata and L. Calamari – *Assembly of high voltage devices*; CIGRE SC A3 & B3 Colloquium, Paper 116, Tokyo, Japan 2005
- [8] K. Kutlev, U. Andersson, L. Tang, R. Reymers; *Complete Methodology for Selecting Optimal Substation Solutions*; CIGRE B3-205; 2008
- [9] Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012 – 2015*, DCO 34-11, 4 agosto 2011
- [10] IEC 62271-1 HV Switchgear
- [11] IEC 62271-205 SF6 switchgear
- [12] IEC 60137 Isolatoris
- [13] IEC 60044-1 Current transformers
- [14] IEC 62271-2 Disconnecting/earthing switch
- [15] IEC 62271-100 Circuit breaker

- [16] IEC 60044-2 Voltage transformers
- [17] IEC TR 62271-303 Gas SF6
- [18] IEC 60099-4 Surge arresters
- [19] IEC 60076 Power transformers
- [20] IEC 60296 Insulating oil
- [21] IEC 60255 Protection relays
- [22] IEC 61850 Communication protocols
- [23] IEC 60332 LV Cables
- [24] IEC 60518 Terminal for HV switchgear
- [25] IEC 60071 / IEC 60621 Substation design
- [26] IEC 60478 Stabilized Power Supplies, DC Output
- [27] IEC 60529 Classification of Degrees of Protection

RINGRAZIAMENTI

Sembra sempre difficile, alla fine di un percorso, fare una valutazione di tutto quello che si è trattato, di tutto quello che si è imparato, e di quello che non si è imparato. Raggiungere un obiettivo è sempre un passo importante per dimostrare qualcosa a se stessi, prima di tutto.

Concludendo, così, il mio percorso di studi, mi sento di fare alcuni importanti ringraziamenti, anche se qualcuno sicuramente dimenticherò, rivolti a tutte le persone che hanno reso possibile questo percorso.

Un grazie al mio relatore, il professor Alberto Berizzi, per l'impegno e la professionalità mostrate nel seguire il lavoro di tesi e per la paziente correzione. Ringrazio il professor Enrico Ragaini, per essersi impegnato nel mettermi in contatto con l'azienda presso cui la tesi è stata svolta e per avere seguito lo svolgimento del lavoro.

Un ringraziamento al personale di ABB Adda, per il supporto e le conoscenze trasmesse. In particolare un grazie al mio tutor, l'ingegner Massimo Spiranelli, per l'impegno nelle spiegazioni e l'aiuto nello sviluppare il percorso seguito. Ringrazio anche tutti i colleghi che sono stati fondamentali per lo svolgimento di questo lavoro: l'ing. Antonio Boccuni, l'ing. Andrea Negroni, l'ing. Luca Calamari, l'ing. Andrea Meroni, l'ing. Stefano Cervidi e i colleghi Matteo Ibatici e Domenico Menduni.

Un grazie alla mia famiglia e a Jessica, per l'aiuto e il sostegno economico in questi anni di università e non solo, e per la pazienza dimostrata.

Infine, un grazie anche ai miei compagni di stage, Marco Bongiorno e Simone Civardi, per gli scambi reciproci e per aver contribuito a rendere meno noiosi i viaggi in auto e in treno. Un ringraziamento anche a tutti i compagni di università incontrati in questi anni.

