

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN
INGEGNERIA DELL' AUTOMAZIONE



TESI DI LAUREA

**IMPIEGO DI ALTERNATORI SINCRONI TRIFASE IN SISTEMI DI
GENERAZIONE DA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE:
CARATTERISTICHE INNOVATIVE DI COSTRUZIONE E
CONTROLLO PER GARANTIRE AL SERVIZIO FORNITO
EFFICIENZA, PRESTAZIONI E AFFIDABILITÀ**

RELATORE: CH.MO PROF. ALDO ROSSI

CORRELATORE: ING. GIANLUCA STANIC

LAUREANDO: MASSIMO DAL MASO

ANNO ACCADEMICO 2009-2010

A mio figlio Michael

Sommario

La richiesta di energia elettrica è in continuo aumento e negli ultimi anni ha acquisito un'enorme importanza l'impatto ambientale. Gli obiettivi che la comunità globale si sta fissando sono di ridurre l'uso di fonti primarie di origine fossile e sviluppare e incentivare lo sfruttamento di energie alternative e sostenibili. Oltre alla costruzione di nuove centrali ad impatto zero quali idroelettriche, eoliche, solari, geotermiche, si diffonde l'impiego di isole di cogenerazione che permettono un miglior sfruttamento dell'energia primaria servendosi anche dell'energia persa in calore per applicazioni di teleriscaldamento locale; utilizzando magari come fonte primaria combustibili di origine biologica. L'utilizzo di alternatori ad alta efficienza è una prerogativa fondamentale per contribuire a migliorare la resa del sistema globale di generazione. Il seguente lavoro di tesi illustra le caratteristiche e gli accorgimenti adottati in Marelli Motori per la costruzione e il controllo degli alternatori sincroni, prestando attenzione alla gestione dei transistori, ai sistemi di protezione, alle soluzioni adottate per evitare interruzioni di servizio, ai sistemi di monitoraggio ed emergenza, ecc. È sviluppato infine un controllo ottimo lineare quadratico per il controllo dell'eccitazione di un alternatore.

Indice

Sommario	I
Indice	III
Introduzione	VII

CAPITOLO 1: FABBISOGNO ENERGETICO

1.1. Necessità dell'energia elettrica	1
1.2. Produzione dell'energia	2
1.2.1. Scenario italiano e mondiale	2
1.2.2. Protocollo di Kyoto	7
1.2.2.1. Il protocollo di Kyoto e le imprese	15
1.2.2.2. Le Smart Grids	17
1.2.3. Motori e sistemi ad alta efficienza	19
1.3. Impianti di produzione, principali tipologie di centrali elettriche	22
1.3.1. Centrali termoelettriche	22
1.3.2. Termovalorizzatori	24
1.3.3. Centrali idroelettriche	26
1.3.4. Centrali a fissione nucleare	28
1.3.5. Centrali geotermoelettriche	35
1.3.6. Centrali eoliche	37
1.3.7. Centrali solari termiche	38
1.3.8. Centrali fotovoltaiche	40

CAPITOLO 2: IMPIEGO DEI GENERATORI SINCRONI NELLE ENERGIE

RINNOVABILI

2.1. Stazioni idroelettriche	43
2.1.1. Stato della ricerca	46
2.1.2. Normative	50
2.1.2.1. Certificati Verdi	52
2.1.2.2. Certificati R.E.C.S.	53
2.1.2.3. Garanzia d'Origine	54
2.1.3. Impiantistica e tecnologia	55
2.1.3.1. Turbina e microturbina Pelton	58
2.1.3.2. Turbina e microturbina Turgo	58

2.1.3.3. Microturbina a flusso radiale o incrociato	59
2.1.3.4. Turbina e miniturbina Francis	60
2.1.3.5. Turbine Kaplan e ad elica	61
2.1.3.6. Regolazione della turbina	62
2.2. Cogenerazione	65
2.2.1. Teleriscaladamento	68
2.2.2. Trigenerazione	68
2.2.3. Microcogenerazione	69
2.2.4. Payback dell'impianto	70
2.2.5. Incentivi economici	71

CAPITOLO 3: GENERATORI SINCRONI MARELLI MOTORI

3.1. Requisiti tipici dei generatori per un servizio continuativo essenziale	77
3.1.1. Impianto di generazione da motore endotermico	78
3.1.2. Impianto idroelettrico	80
3.2. Messa in parallelo alla rete	82
3.3. Criteri di protezione per i generatori allacciati alla rete	88
3.3.1. Dispositivi di sicurezza	88
3.3.2. Protezione dei dispositivi	91
3.3.3. Criteri di sicurezza	92
3.4. Oscillazioni pendolari della macchina sincrona per variazioni di coppia del motore primo	94
3.5. Inserzione in parallelo con errore d'angolo	96
3.6. Richiusura fuori sincronismo	103
3.7. Sistemi di controllo per la gestione dei transitori	105
3.7.1. Moduli di controllo per la sincronizzazione	116
3.7.2. Sovratensione al distacco del carico	119
3.7.3. Corto circuito di rete	120
3.7.4. Fault Ride Through	123
3.8. Sistemi ridondanti per evitare interruzioni di servizio	127
3.8.1. Sistemi di controllo ridondanti	127
3.8.2. Ruota portadiodi ridondante	128
3.8.3. Motori esafase	137
3.9. Sistemi di monitoraggio predittivo ed emergenza	144
3.9.1. Organizzazione della manutenzione predittiva	145
3.9.2. Risultati della manutenzione predittiva	145
3.9.3. Aspetti tecnologici	145

3.9.4. Principali misurazioni per la manutenzione predittiva	147
3.9.5. Sistemi di diagnostica	156
 CAPITOLO 4: SIMULAZIONE DI UN CONTROLLO OTTIMO	
4.1. Descrizione del sistema simulato	159
4.2. Controllo classico	164
4.3. Controllore ottimo LQ con stimatore di Kalman	167
4.4. Identificazione black-box	170
4.5. Risultati	173
 Conclusioni	179
 Ringraziamenti	181
 Bibliografia	183
 Appendice	
A.1. IRE	189
A.2. PES	191
A.3. LT	191
A.4. Codice Matlab dell' algoritmo per l' identificazione black-box	192
A.5. Codice Matlab dell' algoritmo per il controllo ottimo LQ	195

Introduzione

Il crescente fabbisogno energetico mondiale trova moderna risposta nello sviluppo di sistemi di produzione ecocompatibili tramite energie rinnovabili e/o centrali produttive a basso impatto ambientale/altissima efficienza.

Sulla base del protocollo di Kyoto, gli obiettivi che la comunità mondiale cerca di perseguire fanno capo alla riduzione dei fattori inquinanti derivanti dall'uso di fonti primarie di origine fossile e allo sviluppo, incentivazione dello sfruttamento di energie alternative e sostenibili.

Contestualmente viene promosso l'impiego di macchine ad alta efficienza per agire anche dal punto di vista del consumo.

Inoltre lo sviluppo di mini-micro centrali di autoproduzione, quali impianti di cogenerazione, impone anche il tema delle prestazioni che gli impianti debbono garantire per mantenere continuità di servizio alle utenze servite.

La politica *green* porta con sé rischi ed opportunità per le aziende: la propria immagine nei confronti dei consumatori, delle istituzioni, degli investitori può essere danneggiata da una non attenta gestione delle proprie emissioni di gas serra. Un mirato utilizzo degli strumenti offerti dal Protocollo può migliorare la redditività di alcuni investimenti e consentire un allargamento del proprio mercato nei paesi emergenti ad alto tasso di sviluppo. L'uso dei meccanismi flessibili ed il nascente mercato dei crediti offrono alle aziende l'opportunità di aumentare i ricavi e quindi di migliorare il ritorno degli investimenti.

Con l'ampliarsi della generazione distribuita da fonti rinnovabili, anche in ambito domestico, si fa spazio una rete di produzione aggiuntiva che ben si deve integrare con quella tradizionale. Quindi un controllo non più centralizzato ma distribuito sul territorio, flussi di potenze bidirezionali e reti attive. La rete elettrica non è più solo quindi un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali ma una rete "intelligente", ovvero una "*Smart Grid*", una rete comune in grado di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica.

Le incentivazioni previste per avvicinarsi alla politica *green* prevedono il riconoscimento di diversi tipi di certificati, recupero dell'IRPEF e riduzione dell'IVA. Tra i più famosi vi sono i *Certificati Verdi* che corrispondono ad una certa quantità di emissioni di CO₂: se un impianto produce energia emettendo meno CO₂ di quanto avrebbe fatto un impianto alimentato con fonti fossili (petrolio, gas naturale, carbone, ecc.) perché "da fonti rinnovabili", il gestore ottiene un'incentivazione. È necessario che l'impianto di generazione sia qualificato come I.A.F.R. (*Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile*). A

livello internazionale esistono i certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*): si tratta di un sistema volontario di certificazione a livello europeo, che permette di creare un mercato di titoli; una volta commercializzati essi possono essere utilizzati separatamente dall'energia fisica associata. Altri certificati famosi sono i *Certificati Bianchi*, o meglio *Titoli di Efficienza Energetica*: anch'essi consistono in titoli acquistabili e rivendibili nel mercato energetico. Inoltre sono previsti incentivi anche riguardanti l'energia elettrica prodotta da tali impianti a basso impatto ambientale, come ad esempio il *Ritiro Dedicato* e lo *Scambio Sul Posto*.

In sintesi la tesi discute le caratteristiche di efficienza e gli accorgimenti innovativi messi in atto da Marelli Motori per la progettazione, la costruzione e il controllo in servizio di generatori elettrici in grado di soddisfare le attuali specifiche di efficienza, prestazioni transitorie, ridondanza, controlli e protezioni.

Il primo capitolo presenta lo scenario italiano e mondiale di produzione e consumo di energia elettrica, con un'analisi sulle fonti primarie sfruttate. Si introduce il Protocollo di Kyoto e i meccanismi di mercato usati, le Smart Grids e le nuove classificazioni dei motori elettrici in base alla loro efficienza. Dopodiché si presentano le principali tipologie di centrali elettriche.

Il secondo capitolo tratta due casi di utilizzo di generatori sincroni nelle energie rinnovabili: idroelettrico e cogenerazione. Per entrambi i casi vengono presentati gli aspetti tecnici, lo stato tecnologico attuale degli impianti e gli sviluppi futuri e gli aspetti economici e normativi.

Il terzo capitolo tratta gli aspetti tecnologici (meccanici, elettrici ed elettronici) dei generatori sincroni Marelli Motori, le considerazioni sulla messa in parallelo alla rete, i criteri di protezione dettati dalle normative, le problematiche legate a variazioni di coppia, ad inserzioni con errori d'angolo, al mancato sincronismo, ecc. Si analizzano i sistemi di controllo per la gestione dei transistori, i sistemi ridondanti per evitare interruzioni di servizio, i sistemi di monitoraggio predittivo ed emergenza.

Il quarto ed ultimo capitolo presenta lo sviluppo di un controllo ottimo lineare quadratico in spazio di stato per la regolazione dell'eccitazione dell'alternatore, con confronto diretto al classico controllo PID. Si fa uso di identificazione a scatola nera per ottenere il miglior modello del sistema da controllare e di uno stimatore ottimo di Kalman per la stima dello stato.

Capitolo 1

Fabbisogno energetico

1.1. Necessità dell'energia elettrica

Nella vita quotidiana l'energia elettrica costituisce una risorsa fondamentale, la sua assenza comporterebbe non pochi disagi, basti pensare al semplice disallacciamento per lavori di manutenzione della linea elettrica della propria abitazione e alla conseguente sensazione di smarrimento. L'assenza di fornitura di energia elettrica¹ per un'azienda costituisce una perdita di denaro estremamente importante, tanto che è requisito ormai essenziale adottare sistemi che garantiscano continuità di energia elettrica quali UPS (*Uninterruptible Unit Supply*) e altri sistemi di sostentamento elettrico di emergenza o continuativi quali gruppi elettrogeni. La loro importanza risulta essere vitale ad esempio negli ospedali dove le interruzioni di corrente possono avere conseguenze dirette sulla vita dei pazienti, in particolare nelle sale operatorie, nelle unità di terapia intensiva, nel pronto soccorso.

La richiesta di energia elettrica a livello mondiale è in continua ascesa, la sua fondamentale importanza viene acquisita nel momento della sua trasformazione in altra energia utile (meccanica, termica, luminosa, ecc.), tutte le macchine che ci circondano si basano sulla trasformazione dell'energia. Per diverse ragioni essa viene trasportata e resa disponibile sotto forma di elettricità. L'energia elettrica, infatti, può essere trasportata dai generatori alle utenze mediante una rete di cavi facilmente installabile e senza perdite apprezzabili; può essere trasformata con alto rendimento in energia termica, meccanica e chimica; può alimentare un altissimo numero di apparecchi elettrici ed elettronici e di sistemi di illuminazione; è controllabile istantaneamente nel punto di utilizzo: per accendere o spegnere un dispositivo elettrico è sufficiente lo scatto di un interruttore.

¹ Il black-out del sistema elettrico italiano del 28 settembre 2003 è stato il più importante black out della rete elettrica italiana ed ha avuto inizio alle 3.30 del 28 settembre 2003, lasciando al buio l'intero territorio italiano con l'eccezione della Sardegna e dell'isola di Capri. A causarlo, pare sia stata la caduta, in una foresta svizzera presso il confine italiano, di un abete di grandi dimensioni: corrosa dagli agenti atmosferici e abbattuta dal vento, la pianta avrebbe tranciato di netto i cavi dell'alta tensione. Essendo la notte un momento di basso carico, la potenza importata da quell'elettrodotto copriva una fetta non trascurabile di tutti i consumi elettrici italiani. Venendo a mancare, la rete elettrica si è trovata di colpo in pesante sovraccarico, e di conseguenza tutti gli impianti in funzione si sono disinseriti per evitare danni. Si è così innescata una reazione a catena che in pochi secondi ha scollegato tutto il sistema elettrico italiano (ad eccezione della Sardegna e delle isole minori, che hanno un sistema elettrico autonomo). La corrente fu ripristinata pressoché ovunque, intorno alle 3 del pomeriggio del 29 settembre.

1.2. Produzione dell'energia

“Nulla si crea, nulla si distrugge, ma tutto si trasforma” – Antoine Lavoisier

Dai principi della termodinamica si sa che l'energia non si crea e non si distrugge, bensì si trasforma e si degrada. Una parte dell'energia a disposizione è trasformata in lavoro utile e la rimanente parte si disperde nell'ambiente sotto forma di altra energia (calore, luce, ecc.). È possibile distinguere l'energia tra fonti primarie e secondarie: in genere si definiscono “primarie” le fonti il cui contenuto energetico viene usato direttamente, mentre si definiscono “secondarie” le fonti ottenute per trasformazione di fonti primarie. Per esempio, la fonte di energia (energia primaria) che alimenta una centrale elettrica può essere molto varia: petrolio, metano, carbone, uranio (cioè energia nucleare), vento (energia eolica), correnti d'acqua (energia cinetica), sole (energia solare). L'energia prodotta alla fine del processo di produzione (energia secondaria) è però sempre energia elettrica. Il passaggio da fonti primarie a fonti secondarie provoca sempre delle perdite e quindi sarebbe ideale evitarlo. L'energia elettrica, però, è una fonte secondaria così comoda che si continua a produrla nonostante le notevoli perdite di trasformazione (che arrivano fino ai 2/3 dell'energia primaria utilizzata per produrla). [1]

La principale fonte di energia primaria, ossia prima della trasformazione, è di origine fossile, costituita dai giacimenti di petrolio, carbone e gas naturale accumulati nelle ere passate da processi lentissimi e non replicabili. La produzione di energia elettrica deriva per la maggior parte proprio dallo sfruttamento di questa fonte primaria di energia.

1.2.1. Scenario italiano e mondiale

Nel 2008 in Italia si sono prodotti 307,1 miliardi di kWh netti, di cui l'81,5% da centrali termoelettriche tradizionali, il 15,2% da centrali idroelettriche e il restante 3,3% da centrali geotermoelettriche, eoliche e fotovoltaiche. Altri 40 miliardi di kWh vengono importati dall'estero, essi costituiscono l'11,8% del totale del fabbisogno italiano. Il combustibile utilizzato nelle centrali termoelettriche è stato per il 66,3% gas naturale, 16,5% combustibile solido (carbone), 7,4% prodotti petroliferi (olio combustibile, orimulsion², gasolio, etc.), 2,1% gas derivati (da altiforni) e il rimanente 7,6% altri combustibili. [2]

² L'orimulsion è un combustibile fossile a base di bitume che venne sviluppato per l'uso industriale dalla compagnia venezuelana Intevep. Il bitume è una miscela di vari tipi di idrocarburo che si trova in natura e che può essere estratto con metodi di recupero avanzato dal più grande deposito mondiale nella Fascia dell'Orinoco a nord dello Stato Bolivar, nel Venezuela. Le riserve stimate eccedono del 50% quelle di tutte le altre riserve di petrolio “tradizionale” messe assieme.

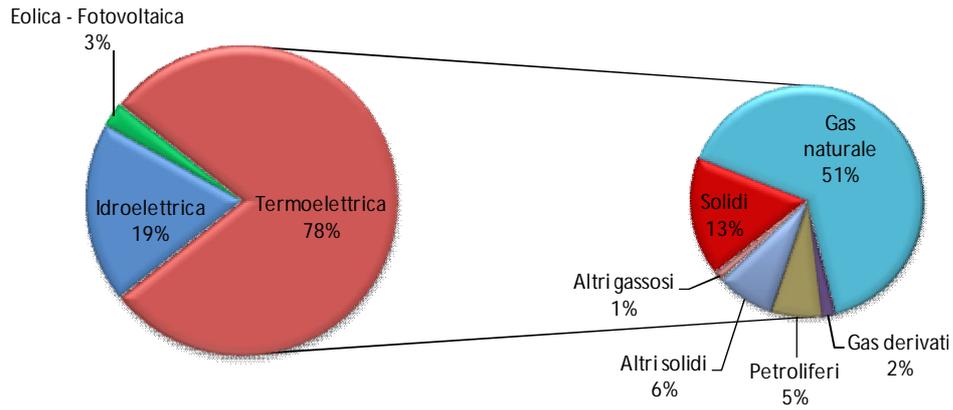


Figura 1.1: Produzione italiana di energia elettrica netta, dicembre 2009 [2]

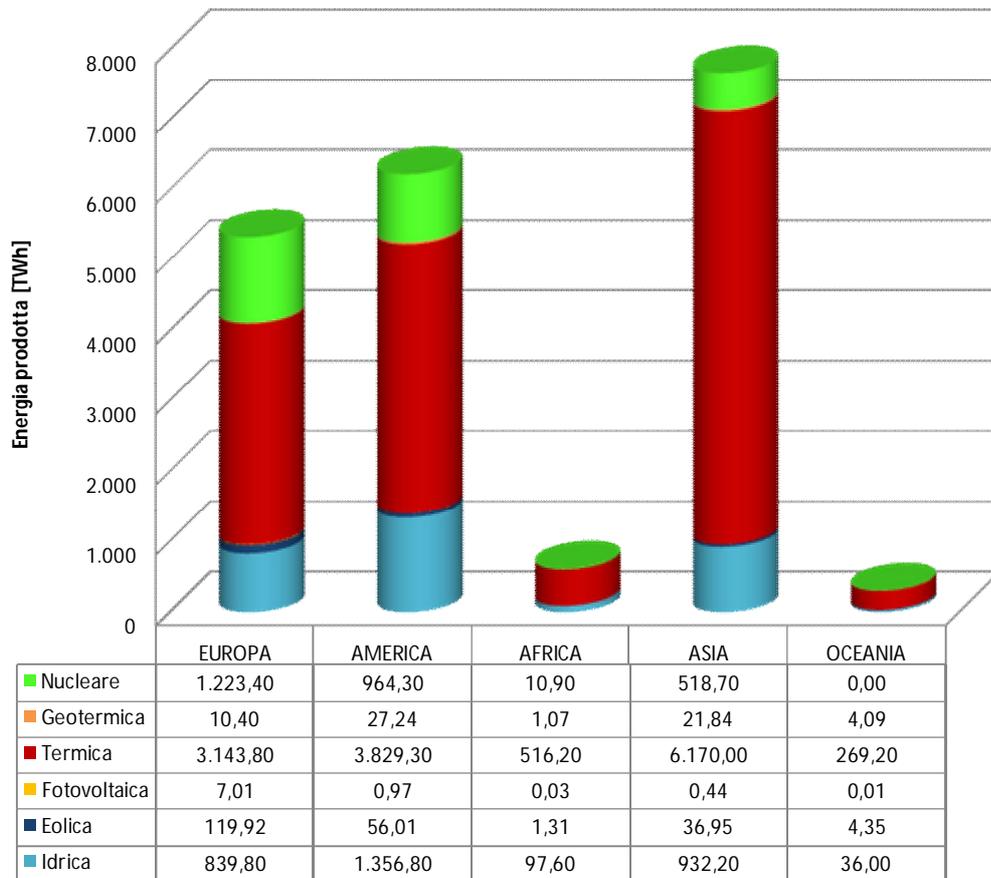


Figura 1.2: Produzione mondiale di energia elettrica, dicembre 2007 [2]

Il consumo di prodotti petroliferi ha avuto un andamento decrescente già dagli ultimi anni '90 (vedi figura 1.3), sostituito dall'incremento dell'uso di gas naturale: combustibile più pulito in fatto di emissioni ma comunque di origine fossile non rinnovabile.

Storico del consumo dei combustibili nelle centrali termoelettriche in Italia dal 1988 al 2009

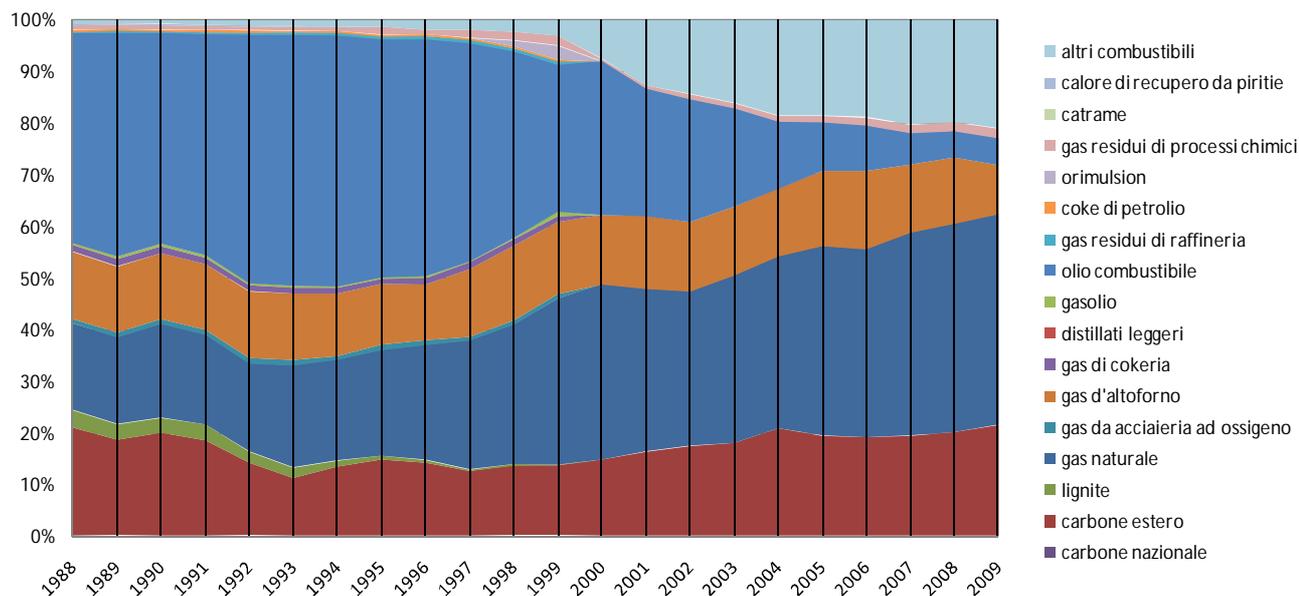


Figura 1.3: Storico del consumo dei combustibili nelle centrali termoelettriche in Italia dal 1988 al 2009 [2]

L'uso di un'energia di questo tipo genera preoccupazione perché, all'attuale tasso di consumo, la durata stimata delle scorte (salvo la scoperta di altri giacimenti) va dai 40-60 anni per il gas naturale e il petrolio ai 200 anni per il carbon fossile e una volta terminate il mondo potrebbe trovarsi nella necessità impellente di cambiare la sua fonte di energia. [3]

L'esaurimento delle fonti fossili non avverrà in maniera istantanea ma secondo un andamento a campana che prevede un picco di produzione, per una certa data, al di là del quale è previsto un progressivo e graduale esaurimento: il cosiddetto picco di Hubbert. Secondo Balzani ed Armaroli: "È difficile stabilire quando si raggiungerà il picco di produzione del petrolio. Ci sono certamente giacimenti che debbono ancora essere scoperti, ma non si sono più trovati grandi giacimenti da almeno 20 anni ed è certo che i grandi giacimenti dell'Arabia Saudita, del Kuwait, e del Messico sono in declino. Gli ottimisti ritengono che il picco di produzione si raggiungerà in una trentina d'anni, mentre i pessimisti ritengono che sia già stato raggiunto. Le stime delle riserve suggeriscono che il picco di produzione per il gas dovrebbe avvenire poco dopo quello del petrolio, ma anche su questo punto regna molta incertezza. Negli ultimi 10 anni c'è stato un forte aumento nei consumi di gas a causa del fatto che le centrali a gas di ultima generazione (a ciclo combinato) per la produzione di energia elettrica hanno costi e tempi di costruzione estremamente competitivi rispetto alle altre tecnologie. Il gas naturale aiuterà a far fronte ai problemi causati dal picco del petrolio, ma è escluso che possa rimpiazzare "l'oro nero" o che possa essere usato per tempi molto lunghi. In ogni caso, in futuro si porrà il problema se continuare a bruciare il petrolio e il gas per ottenere energia, oppure conservarli come materie prime per l'industria chimica. In vista di una diminuzione della disponibilità di petrolio e gas per i prossimi decenni, l'attenzione generale sta tornando sul carbone, le cui riserve fino a pochi anni fa erano stimate sufficienti per qualche centinaio di anni. In realtà il carbone

recuperabile con un ritorno economico/energetico conveniente non è così abbondante. Secondo la stima dell'Energy Watch Group, marzo 2007, il picco di produzione del carbone si avrà fra il 2020 e 2030. Altre stime parlano del 2050”.

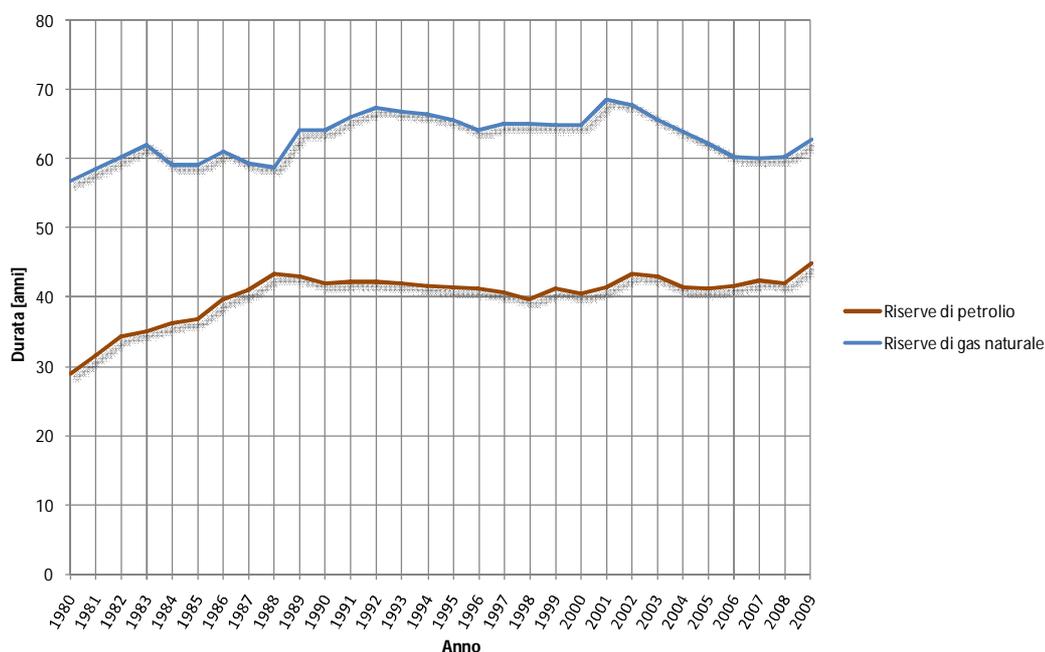


Figura 1.4: Durata stimata delle riserve a livello mondiale [4]

L’ammontare delle riserve stimate nel corso degli ultimi 30 anni è rimasto praticamente costante: i consumi annuali di petrolio sono stati compensati dalle scoperte di nuovi giacimenti specialmente fuori costa (offshore) e dall’aumento del tasso di sfruttamento dei pozzi, che è passato dal 30% a più del 50%. Naturalmente lo sfruttamento di giacimenti “difficili” comporta costi di estrazione sempre più elevati e quindi prezzi maggiori a causa anche della progressiva e crescente domanda da parte dei paesi in via di sviluppo.

Nell’aprile 2010 è accaduto un disastro ambientale petrolifero di ordine storico: la piattaforma Deepwater Horizon ha riversato nelle acque del Golfo del Messico milioni di litri di greggio in seguito ad un incidente.

Il 20 aprile 2010, mentre la trivella della Deepwater Horizon stava completando un pozzo petrolifero a circa 1500 m di profondità quando un’esplosione sulla piattaforma ha innescato un incendio, con la conseguente morte nell’immediato di 11 persone e il ferimento di altri 17 lavoratori. La flotta della British Petroleum ha tentato invano di spegnere le fiamme e due giorni dopo la piattaforma è affondata. Il petrolio greggio è continuato ad uscire dal pozzo, spinto dalla pressione più elevata del giacimento e risalito in superficie per via della minore densità dell’acqua, la perdita stimata di petrolio è stata di 53.000 barili al giorno, per un totale di circa 4,9 milioni di barili, pari a più di 800 milioni di litri.

Nonostante il disastro abbia comportato una perdita economica particolarmente elevata, oltre naturalmente all’incommensurabile disastro ambientale riguardante flora e fauna, non si sono avute

ripercussioni sulle stime delle riserve e nemmeno sul prezzo del greggio (si faccia riferimento alle figure 1.4 e 1.5).

Le operazioni di chiusura del pozzo sono terminate il 15 luglio 2010 dopo numerosi tentativi falliti a causa della difficoltà di operare a pressioni così elevate. Il 7 maggio 2010 BP ha tentato di arginare la falla utilizzando una cupola di cemento e acciaio dal peso di 100 tonnellate (operazione *Top Kill*), ma la perdita non si è arrestata. Si è poi approntato una nuova strategia provvisoria, detta progetto *Lower Marine Riser Package (LMRP)*, con la posa in opera di un imbuto convogliatore sospeso sopra al pozzo e collegato ad una nave cisterna in superficie, volta a recuperare almeno in parte il petrolio che fuoriusciva senza controllo dal pozzo sul fondo del mare, in attesa di trovare una strategia risolutiva.

In contemporanea la BP iniziava a trivellare due pozzi sussidiari in previsione di raggiungere ad agosto 2010 il condotto del pozzo, per sigillarlo in profondità con iniezioni di cemento e fango.

Il 10 luglio 2010 è stato effettuato un secondo tentativo con un nuovo tappo e dopo cinque giorni le perdite sono state bloccate. I lavori di sigillamento sono terminati il 19 settembre 2010, dopo 5 mesi dall'esplosione della piattaforma petrolifera, con la cementificazione definitiva del pozzo attraverso i due pozzi collaterali di emergenza.

Il prezzo del petrolio, dal 1861 a gennaio 2009, è riportato nel grafico di figura 1.5.

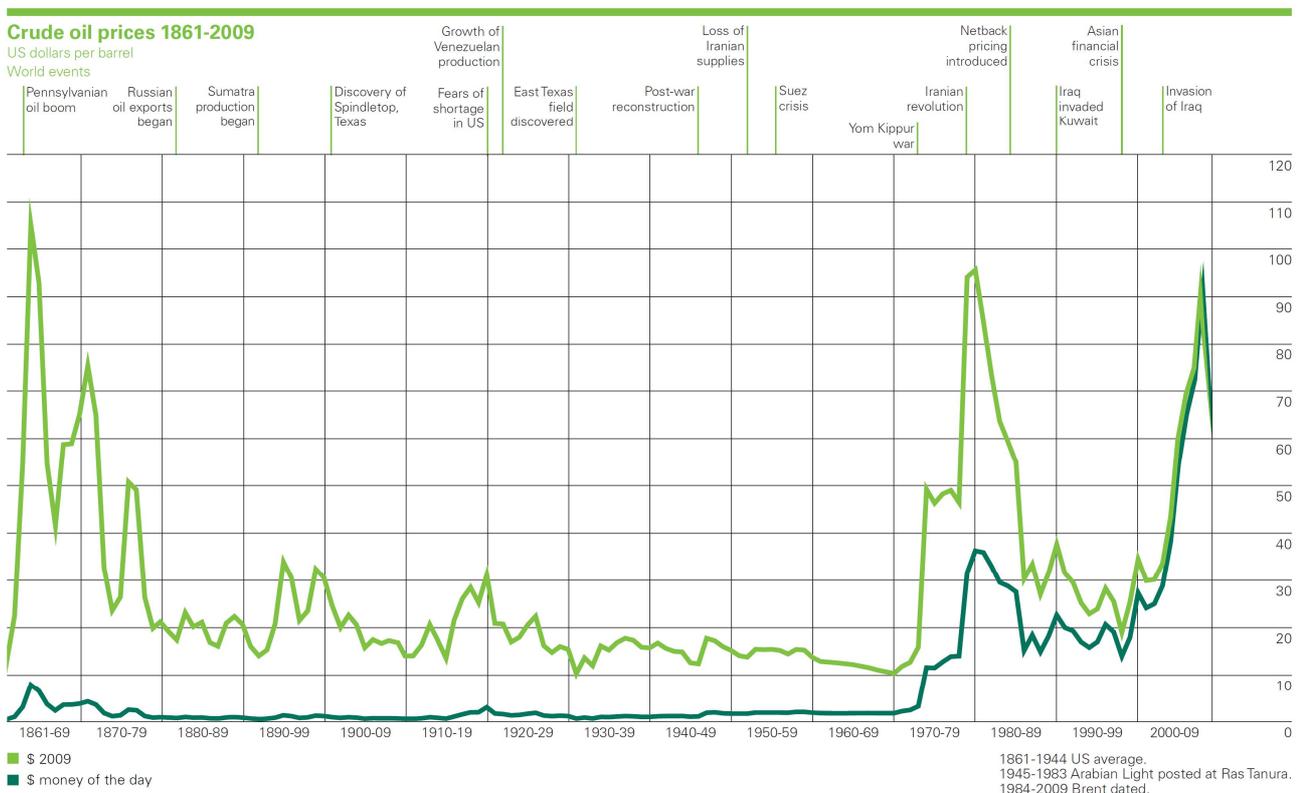


Figura 1.5: Storico del prezzo del greggio dal 1861 al 2009 [4]

Vi è un problema politico di controllo dei giacimenti, una risorsa strategica con la quale si possono influenzare le vite delle nazioni che ne dipendono e che genera guerre. L'uso di combustibili fossili inoltre produce inquinanti vari nocivi per l'ambiente e anidride carbonica che, immessa nell'atmosfera, aumenta il naturale effetto serra della terra ampliando il flusso termico solare che la riscalda con la conseguenza di crisi ambientali. La temperatura media globale dei bassi strati dell'atmosfera infatti si è alzata rispetto alla fine del XIX secolo di un valore medio globale di 0,6°C, le previsioni per il 2100 variano da 2 a 3,5°C [5]. Queste tendenze, se confermate nei prossimi anni, lasciano spazio ad ipotesi di innalzamento del livello dei mari, di maggiore frequenza di piene e inondazioni, di impatti sulle colture agricole e sulla biodiversità.

Quindi per contrastare le richieste crescenti di energia e nel contempo garantire rispetto per l'ambiente si tende a sperimentare tecnologie alternative, che utilizzino energie rinnovabili e sostenibili, si tende a capillarizzare la produzione di energia in piccole isole di generazione, dal basso impatto ambientale e territoriale e che garantiscono risparmio energetico e migliore efficienza.

1.2.2. Protocollo di Kyoto

Il problema ambientale è sempre più sentito, l'11 dicembre 1997 nella città giapponese di Kyoto è stato sottoscritto un trattato internazionale riguardante il riscaldamento globale. Esso è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica anche da parte della Russia; infatti perché il trattato potesse entrare in vigore, si richiedeva che fosse ratificato da non meno di 55 nazioni firmatarie e che le nazioni che lo avessero ratificato producessero almeno il 55% delle emissioni inquinanti; quest'ultima condizione è stata raggiunta solo nel novembre del 2004, quando anche la Russia ha perfezionato la sua adesione.

Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio CO₂ ed altri cinque gas serra, ovvero metano CH₄, ossido di diazoto N₂O, idrofluorocarburi HFC, perfluorocarburi PFC ed esafluoruro di zolfo SF₆) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni registrate nel 1990 – considerato come anno base – nel periodo 2008-2012. Poiché la capacità specifica per unità di massa di ciascun gas di contribuire all'effetto serra è ampiamente diversa, al fine di definire un unico parametro significativo del potere riscaldante effettivo, è stato introdotto il concetto di massa di CO₂ equivalente, ovvero quel quantitativo teorico di anidride carbonica che presenta, ai fini dell'effetto serra, lo stesso effetto del quantitativo reale del gas preso in considerazione.

Inoltre sono state indicate le politiche e le misure che dovranno essere adottate per raggiungere tale traguardo:

- promozione dell'efficienza energetica;
- sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e delle tecnologie innovative per la riduzione delle emissioni;
- protezione ed estensione delle foreste per incrementare la capacità del pianeta di assorbire l'anidride carbonica;
- promozione dell'agricoltura sostenibile;
- misure fiscali appropriate per disincentivare le emissioni di gas serra.

L'obiettivo di riduzione per l'Italia è pari al 6,5% rispetto ai livelli del 1990; pertanto, tenendo conto dei dati registrati in quell'anno, la quantità di emissioni assegnate al nostro Paese non potrà eccedere nel periodo 2008-2012 il valore di 487,1 Mt CO₂ eq.[6] Tale obiettivo risulta abbastanza ambizioso, sia perché l'Italia è caratterizzata da una bassa intensità energetica, sia in funzione del fatto che dal 1990 ad oggi le emissioni italiane di gas serra sono già notevolmente aumentate e, senza l'applicazione di politiche e misure nazionali, sono destinate a crescere ancora. Ai fini di una chiara comprensione dello sforzo di riduzione che l'Italia dovrà effettuare per raggiungere tale obiettivo, basti pensare che lo scenario di emissione "tendenziale" di gas serra al 2010 per l'Italia prevede dei livelli di emissione pari a 579,7 Mt CO₂ eq. Questo scenario è stato calcolato tenendo conto solo della legislazione vigente, ossia delle misure politiche già avviate e decise; dunque, rispetto all'obiettivo di Kyoto, si avrebbe un divario effettivo al 2010 di circa 93 Mt CO₂ eq. Oltre allo scenario tendenziale è stato delineato uno scenario di emissione "di riferimento" in cui si è tenuto conto degli effetti di provvedimenti, programmi e iniziative nei diversi settori già individuati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio; tali misure potranno consentire una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per un valore di 51,8 Mt CO₂ eq/anno nel periodo 2008-2012. Lo scenario di riferimento porterebbe quindi a dei valori di emissione pari a 528,1 Mt CO₂ eq: esiste ancora un divario di circa 41 Mt CO₂ eq, per questo motivo si rende necessario individuare ulteriori politiche e misure per ridurre i livelli di emissione.

Il protocollo di Kyoto prevede il ricorso a meccanismi di mercato, i cosiddetti meccanismi flessibili, per ridurre le emissioni al costo minimo possibile; in altre parole, a massimizzare le riduzioni ottenibili a parità di investimento.

Essi sono:

- *Clean Development Mechanism (CDM)*: consente ai paesi industrializzati e ad economia in transizione di realizzare progetti nei paesi in via di sviluppo, che producano benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e di sviluppo economico e sociale dei Paesi ospiti e nello stesso tempo generino crediti di emissione (CER) per i Paesi che promuovono gli interventi.
- *Joint Implementation (JI)*: consente ai paesi industrializzati e ad economia in transizione di realizzare progetti per la riduzione delle emissioni di gas-serra in un altro paese dello stesso gruppo e di utilizzare i crediti derivanti, congiuntamente con il paese ospite.
- *Emissions Trading (ET)*: consente lo scambio di crediti di emissione tra paesi industrializzati e ad economia in transizione; un paese che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiore al proprio obiettivo può così cedere (ricorrendo all'ET) tali "crediti" a un paese che, al contrario, non sia stato in grado di rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni di gas-serra.

La scadenza del primo protocollo di Kyoto è fissata per il 2012, a cui seguirà un secondo protocollo.

A novembre 2009 gli stati che hanno aderito e ratificato il protocollo risultano 187. I paesi in via di sviluppo, al fine di non ostacolare la loro crescita economica frapponendovi oneri per essi particolarmente gravosi, non sono stati invitati a ridurre le loro emissioni. Si ritiene che essi non siano responsabili del cambiamento climatico attuale, causato invece dalle emissioni di gas serra durante il periodo di industrializzazione. Si osserva tuttavia che tali paesi non aderenti sono responsabili del 40% dell'emissione mondiale di gas serra.

Tra i paesi non aderenti figurano gli USA, i responsabili del 36,2% del totale delle emissioni (annuncio del marzo 2001). In principio, il presidente Bill Clinton aveva firmato il Protocollo durante gli ultimi mesi del suo mandato, ma George W. Bush, poco tempo dopo il suo insediamento alla Casa Bianca, ritirò l'adesione inizialmente sottoscritta. L'India e la Cina, che hanno ratificato il protocollo, non sono tenute a ridurre le emissioni di anidride carbonica nel quadro del presente accordo, nonostante la loro popolazione relativamente grande. Ad oggi tuttavia USA e Cina stanno prendendo provvedimenti di propria volontà: il presidente americano Obama promette di ridurre le emissioni di CO₂ del 17% rispetto a quelle del 2005 entro il 2020 e la Cina punta addirittura al 40%.

USA

La promessa del presidente degli Stati Uniti contenuta nel *climate and energy bill* è ancora ferma al senato (10 ottobre 2010 [7]), non è sufficiente porre un tetto alla produzione di gas serra, per il cambiamento occorre sostegno finanziario, interventi sulle infrastrutture di rete, educazione dei cittadini e domanda.

Il disegno di legge americano propone un sistema di *cap and trade*, in base al quale il governo impone un limite (*cap*) sulla quantità totale di gas a effetto serra che può essere emessa a livello nazionale. Le società quindi acquistano o vendono (*trade*) permessi per l'emissione di questi gas, principalmente anidride carbonica (CO₂). Il limite massimo consentito viene ridotto nel corso del tempo per ridurre le emissioni inquinanti. In seguito alle indennità inizialmente distribuite, le imprese sarebbero libere di acquistarle e venderle. Le aziende che emettono più gas devono affrontare un costo più elevato e ciò fornisce un incentivo economico per ridurre le emissioni. I primi controlli saranno effettuati al settore elettrico a partire dal 2012, per poi passare al settore industriale e ai trasporti, tassati a seconda del consumo di prodotti petroliferi raffinati.

Gli elementi chiave del disegno di legge includono:

- Incentivi per soddisfare il 20% della domanda di energia elettrica mediante fonti di energia rinnovabile e migliore efficienza energetica entro il 2020.
- Sovvenzioni per le nuove tecnologie energetiche pulite comprendendo l'energia rinnovabile (90 miliardi di dollari in nuove sovvenzioni entro il 2025), la cattura delle emissioni di carbonio (60 miliardi di dollari), veicoli elettrici e altre tecnologie avanzate (20 miliardi di dollari) e ricerca scientifica di base e sviluppo (20 miliardi di dollari).
- Protezione dei consumatori dagli aumenti dei prezzi dell'energia. Secondo le stime dell'*Environmental Protection Agency*, la riduzione dell'inquinamento da carbonio prescritta dalla legislazione costerà alle famiglie americane meno di un francobollo al giorno.
- Obiettivo di riduzione del 17% delle emissioni dai livelli 2005 entro il 2020 e successivamente del 40% entro il 2030 e dell'80% entro il 2050. Tra le soluzioni trovano posto anche gli sforzi volti a impedire la deforestazione tropicale.
- Inclusione di uno standard per l'energia rinnovabile il quale richiede, per ogni fornitore di energia elettrica che fornisce più di 4 milioni di MWh, di produrre il 20% della sua energia elettrica da fonti rinnovabili (come il vento, l'energia solare e geotermica) entro il 2020. C'è una disposizione secondo la quale il 5% di questi standard può essere soddisfatto attraverso una migliore efficienza energetica.

In caso di violazione delle suddette norme è prevista una penale di 25 \$/MWh, corretta per l'inflazione a partire dal 2010.

Il programma del disegno di legge *cap and trade* prevede:

- L'ammodernamento della rete elettrica;
- L'estensione della produzione di veicoli elettrici;
- Significativi aumenti di efficienza energetica negli edifici, elettrodomestici e generazione di energia elettrica.

Si è proposto che l'85% degli incentivi venga donato all'industria, mentre il rimanente messo all'asta. Le entrate derivanti da tali indennità verranno utilizzate per finanziare la conservazione delle foreste tropicali e per sostenere le famiglie a basso reddito. Il 30% delle quote sarà assegnato direttamente alle aziende di distribuzione locale da utilizzare esclusivamente a favore dei clienti.

L'*Energy Information Administration* (EIA), un'agenzia federale statunitense che controlla l'utilizzo dell'energia, ha riferito che gli USA hanno raggiunto un record di taglio delle emissioni di CO₂ del 7% nel 2009. Esso è il calo più grande in assoluto nella storia della contabilità dell'energia elettrica degli Stati Uniti. La recessione economica, combinata con una tendenza in atto verso un'economia con minore intensità energetica, ha permesso di raggiungere questo risultato. Le iniziative per continuare in questa direzione non mancano, la speranza è che i politici non si compiacciano troppo dei risultati e non mettano in pratica altre politiche ambientali importanti, in questo modo non solo i risultati verranno annullati, ma si corre il rischio di una regressione.

CINA

Anche la Cina, nonostante sia stata esclusa dagli obblighi del protocollo di Kyoto, ha intrapreso delle politiche eco-sostenibili. Il presidente Hu Jintao ha fissato l'obiettivo di ridurre l'intensità energetica delle attività economiche del 20% in 5 anni. Inoltre, in concomitanza con il congresso di Copenaghen del dicembre 2009, è arrivato l'impegno ufficiale di ridurre le emissioni di CO₂ equivalente del 40% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005.

I tagli dell'Unione Europea e degli Stati Uniti si riferiscono al 1990, quelli cinesi al 2005. Non è un escamotage ma ha un senso perché la Cina aveva nel 2005 un tasso di emissioni di biossido di carbonio simile a quello del 1990 dei Paesi Occidentali. È solo dal 2006 che il colosso cinese ha cominciato a crescere e di conseguenza ad inquinare, arrivando ad oggi, nel giro di quattro anni, a raddoppiare il suo inquinamento.

Si vedono anche importanti risultati nel campo della *green economy* cinese con un record storico di capacità eolica installata in un anno: infatti nel 2009 la Cina ha piazzato 13.000 MW di impianti eolici, tanti quanti ne aveva installato negli ultimi 5 anni, per una capacità globale di 25.000 MW che la posiziona al terzo posto nel mondo, dopo gli Stati Uniti e la Germania.

Un'altra promessa interessante fatta dai presidenti della Cina e degli USA riguarda un progetto comune chiamato *Clean Energy Research Center*, che sarà incentrato sul recupero e lo stoccaggio del carbonio, una tecnologia che sarà in grado di eliminare l'inquinamento della combustione di carbone sotto terra.

AUSTRALIA

L'Australia emette poca CO₂ nel confronto globale, ma su base pro-capite risulta un grosso inquinatore, dato che per la produzione di elettricità fa ricorso per l'80% alle sue grandi riserve di carbone, che la rendono anche il maggior esportatore al mondo del combustibile. Il governo del Paese aveva emanato una legge che avrebbe potuto far ridurre le emissioni di un misero -5% entro il 2020. Si erano proposti dei limiti alla quantità di CO₂ che le imprese più inquinanti possono emettere e di adottare un sistema di quote in base alle quali chi supera i livelli consentiti può acquistare permessi di emissione. L'opposizione ha dichiarato tale piano una grossa imposta sulle aziende più inquinanti, come quelle energetiche. Per i detrattori il governo teme che l'aumento dei prezzi dell'energia che la tassa comporterà provochi lo scontento degli elettori. Il risultato è che se si parlava dell'entrata in vigore del piano a luglio 2011, ora non se ne parlerà prima del 2013.

EUROPA

Anche l'Unione Europea si è posta degli obiettivi non previsti dal primo protocollo di Kyoto. Il pacchetto clima-energia approvato nel dicembre 2008 fissa tre principali obiettivi da conseguire entro il 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas ad effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili. Il pacchetto 20-20-20 comprende provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.

Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (ETS)

Il Parlamento ha adottato una direttiva volta a perfezionare ed estendere il sistema comunitario di scambio delle quote di emissione dei gas a effetto serra con l'obiettivo di ridurre le emissioni dei gas serra del 21% nel 2020 rispetto al 2005. A tal fine prevede un sistema di aste, dal 2013, per l'acquisto di quote di emissione, i cui introiti andranno a finanziare misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico. Tuttavia le industrie manifatturiere che sono a forte rischio di delocalizzazione, a causa dei maggiori costi indotti dal sistema, potranno beneficiare di quote gratuite fino al 2027. Nel corso dell'anno 2010 si procederà a un riesame del regime.

Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni

Il Parlamento ha adottato una decisione che mira a ridurre del 10% le emissioni di gas serra prodotte in settori esclusi dal sistema di scambio di quote, come il trasporto stradale e marittimo o l'agricoltura. Fissa quindi obiettivi nazionali di riduzione (per l'Italia 13%), prevedendo anche la possibilità per gli Stati membri di ricorrere a parte delle emissioni consentite per l'anno successivo o di scambiarsi diritti di emissione. Dei crediti sono anche previsti per progetti realizzati in paesi terzi. In caso di superamento dei limiti sono previste delle misure correttive.

Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio

Il Parlamento ha adottato una direttiva che istituisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ecosostenibile di biossido di carbonio (CO₂) con la finalità di contribuire alla lotta contro il cambiamento climatico. Fino a 300 milioni di euro, attinti dal sistema di scambio di emissione,

finanzieranno 12 progetti dimostrativi, mentre le grandi centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterraneo.

Accordo sulle energie rinnovabili

Il Parlamento ha approvato una direttiva che stabilisce obiettivi nazionali obbligatori (17% per l'Italia) per garantire che, nel 2020, una media del 20% del consumo di energia dell'UE provenga da fonti rinnovabili. Nel calcolo, a certe condizioni, potrà essere inclusa l'energia prodotta nei paesi terzi. La direttiva fissa poi al 10% la quota di energia "verde" nei trasporti e i criteri di sostenibilità ambientale per i biocarburanti. Il riesame delle misure nel 2014 non dovrà intaccare gli obiettivi generali. La direttiva, inoltre, detta norme relative a progetti comuni tra Stati membri, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione, nonché alle connessioni alla rete elettrica relative all'energia da fonti rinnovabili.

Riduzione del CO₂ da parte delle auto

Il Parlamento ha approvato un regolamento che fissa il livello medio di emissioni di CO₂ delle auto nuove a 130 g CO₂/km a partire dal 2012, da ottenere con miglioramenti tecnologici dei motori. Una riduzione di ulteriori 10 g dovrà essere ricercata attraverso tecnologie di altra natura e il maggiore ricorso ai biocarburanti. Il compromesso stabilisce anche un obiettivo di lungo termine per il 2020 che fissa il livello medio delle emissioni per il nuovo parco macchine a 95 g CO₂/km. Sono previste "multe" progressive per ogni grammo di CO₂ in eccesso, ma anche agevolazioni per i costruttori che sfruttano tecnologie innovative e per i piccoli produttori.

Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili

Il Parlamento ha adottato una direttiva che, per ragioni di tutela della salute e dell'ambiente, fissa specifiche tecniche per i carburanti. Stabilisce inoltre un obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili, da conseguire entro fine 2020 ricorrendo, ad esempio, ai biocarburanti. L'obiettivo potrebbe salire fino al 10% mediante l'uso di veicoli elettrici e l'acquisto dei crediti previsti dal protocollo di Kyoto. Il tenore di zolfo del gasolio per macchine non stradali, come i trattori, andrà ridotto. La direttiva, che dovrà essere trasposta nel diritto nazionale entro il 31 dicembre 2010, si applica a veicoli stradali, macchine mobili non stradali (comprese le navi adibite alla navigazione interna quando non sono in mare), trattori agricoli e forestali e imbarcazioni da diporto.

Per quanto concerne il pacchetto efficienza energetica si sono previsti 3 temi: etichettatura degli pneumatici, efficienza energetica degli edifici ed etichettatura energetica degli elettrodomestici.

- La qualità degli pneumatici incide sul consumo di carburante della vettura e sull'ambiente, cosicché il Parlamento europeo ha proposto di etichettare gli pneumatici in base alla loro efficienza energetica, sicurezza e rumorosità, grazie ad una scala dalla "A" (la migliore) alla "G" (la peggiore).

- In Europa gli edifici sono tra le principali fonti di produzione di CO₂, il 40% del consumo totale di energia è assorbito per il riscaldamento, gli elettrodomestici e l'aria condizionata. La normativa approvata stabilisce che tutti gli edifici costruiti dopo il 31 dicembre 2020 siano prossimi alla classificazione “zero-energy”, ossia rispettino elevati standard di efficienza rispondendo al fabbisogno anche attraverso un massiccio utilizzo di energie rinnovabili. La Commissione stabilirà entro il 30 giugno 2011 un quadro metodologico comparativo per calcolare i livelli, a costi ottimali, delle performance minime di rendimento energetico.

Possono risultare esenti da tale obbligo:

- Edifici con un particolare valore architettonico o storico;
- Edifici adibiti a luoghi di culto e allo svolgimento di attività religiose;
- Fabbricati temporanei con un tempo di utilizzo di due anni, siti industriali, officine ed edifici agricoli non residenziali a basso fabbisogno energetico;
- Edifici residenziali utilizzati o destinati ad essere utilizzati per meno di quattro mesi l'anno e con un consumo energetico previsto di almeno il 25% rispetto a quello annuale;
- Fabbricati indipendenti con una metratura utile totale inferiore a 50 m².

Le Amministrazioni Pubbliche dovranno aprire la strada già dalla fine del 2018.

In caso di immobili esistenti, dove possibile, le prestazioni dovranno essere migliorate con lavori di ristrutturazione, incentivando i proprietari a installare “contatori intelligenti” e a sostituire gli impianti di riscaldamento, per l'acqua calda sanitaria e di climatizzazione con sistemi ad alta efficienza. Inoltre gli standard dovranno essere riveduti a scadenze regolari, non superiori ai cinque anni, aggiornandoli nel tempo in modo da riflettere i progressi tecnologici nel settore dell'edilizia.

- La Commissione europea ha presentato una proposta di revisione dell'etichettatura energetica degli elettrodomestici. L'etichetta è un importante strumento grazie al quale il consumatore può conoscere, prima dell'acquisto, il reale consumo di energia di un elettrodomestico. L'etichetta, di diversi colori, presenta una lettera: dalla “A” (verde, efficienza massima) alla “G” (rossa, efficienza minima). Ora la Commissione ha proposto di estendere l'utilizzo di questa etichetta anche ai macchinari industriali, commerciali e ad ogni oggetto che si alimenta a elettricità. Si chiede:
 - Una maggiore trasparenza sull'efficienza energetica nella pubblicità e sui manuali d'istruzioni;
 - Deduzioni fiscali sui prodotti efficienti e sui loro componenti e agevolazioni per le aziende che li producono;
 - Obbligo per le pubbliche amministrazioni di fornirsi di prodotti energetici più efficienti per gli acquisti superiori ai 15.000 €

ITALIA

L'associazione tedesca Germanwatch, in collaborazione con la rete delle associazioni ambientaliste CAN Europe (*Climate Action Network*) e di Legambiente per l'Italia, conduce annualmente una valutazione sulle “*Climate Change Performance*” dei 57 Paesi che insieme sono responsabili di oltre il 90% delle emissioni del pianeta. In particolare questo indice prende in considerazione il livello delle emissioni di anidride carbonica di ogni Paese, i trend delle emissioni nei principali settori (energia, trasporti, residenziale, industrie) e le politiche attuate per la lotta al mutamento climatico. Nel dicembre 2009 la classifica ha visto l'Italia ferma al 44° posto su 57, invariato rispetto a quello dell'anno precedente, nonostante nel corso del 2009 le emissioni siano calate per via dell'inverno mite, della crisi economica e della riconversione a gas di alcune centrali a olio combustibile. È la mancanza di una strategia chiara di riduzione delle emissioni di CO₂ a pesare sul risultato.

Nonostante la pessima figura è possibile guardare il futuro con un pizzico di ottimismo, infatti l'Ispra (*Istituto Superiore Per la Ricerca Ambientale*) ha presentato un inventario nazionale sulle emissioni di gas serra, stimando che le emissioni nel nostro paese sono in calo per il quarto anno consecutivo: addirittura del 9% nel 2009. Con l'aiuto delle foreste, dei progetti verdi organizzati nei paesi in via di sviluppo e con i crediti dell'*emission trading*, l'Italia dovrebbe riuscire a raggiungere gli obiettivi di Kyoto per l'anno 2012 (-6,5%). Il risultato attuale sembra essere influenzato dal rallentamento delle economie globali che per esempio hanno sottratto circa il 30% del volume d'affari alle industrie del cemento e dell'acciaio.

1.2.2.1. Il protocollo di Kyoto e le imprese

Le imprese sono destinate a svolgere un ruolo fondamentale nell'ambito delle strategie di attuazione del Protocollo di Kyoto. Ogni azione intrapresa a livello nazionale per limitare le emissioni di gas serra non può che coinvolgere in maniera significativa il mondo delle imprese. A livello italiano, infatti, le emissioni attribuibili al settore industriale ed energetico rappresentano circa il 52% delle emissioni totali. Le emissioni imputabili ad altri settori, come quello dei trasporti e quello civile, rappresentano il 33% ed in parte sono legate all'uso dei prodotti industriali (ad esempio automobili).[8]

Tabella 1.1: Emissioni settoriali di gas serra al 1990

Settore	Mt CO2	Percentuale di emissioni totali
Energia	145,3	28
Industria	124,2	24
Civile	70,2	13
Agricoltura	51,8	10
Rifiuti	13,7	3
Altro	10	2

Per le aziende, i rischi connessi con l'implementazione del Protocollo di Kyoto, sono di varia natura. L'opinione pubblica considera i cambiamenti climatici un tema ambientale di alto profilo. L'immagine

di un'azienda nei confronti di tutti i principali soggetti interessati (consumatori, istituzioni, investitori) può essere danneggiata da una non attenta gestione delle proprie emissioni di gas serra. In tal senso, clienti e consumatori daranno il loro contributo a Kyoto orientando le loro preferenze verso aziende sempre più "verdi". Non solo l'opinione pubblica, ma anche le istituzioni mostrano sempre più un atteggiamento favorevole alla definizione di accordi volontari in materia di riduzione dei gas serra. La possibilità di siglare tali accordi è strettamente legata all'immagine dell'azienda sui temi ambientali. Essi sono strategicamente importanti anche ai fini dell'avvio di un proficuo dialogo con quegli esponenti che saranno poi incaricati dell'implementazione delle future azioni di tipo obbligatorio nei confronti delle imprese. Gli investitori più attenti ritengono già adesso le aziende con una immagine ambientale negativa come aziende a rischio. In tal senso le aziende con una debole immagine ambientale sono meno appetibili dagli investitori e quindi dai possibili finanziatori. Un altro rischio è rappresentato dall'impatto sui processi produttivi dal piano di implementazione nazionale delle emissioni previsto dalla delibera CIPE 2002; anche impianti produttivi futuri potrebbero essere soggetti a delle restrizioni dovute alla necessità di soddisfare i requisiti di riduzione delle emissioni prodotte. Il rischio maggiore è però legato all'alterazione del mercato di riferimento nel medio periodo. La domanda di alcuni prodotti ad alto impatto ambientale dal punto di vista dei cambiamenti climatici verrà influenzata negativamente dall'implementazione del Protocollo.

L'attuazione del Protocollo porta certamente dei rischi per le imprese, ma allo stesso tempo, offre molte opportunità alle imprese più dinamiche. Un mirato utilizzo degli strumenti offerti dal Protocollo può migliorare la redditività di alcuni investimenti e consentire un allargamento del proprio mercato nei paesi emergenti ad alto tasso di sviluppo. L'uso dei meccanismi flessibili ed il nascente mercato dei crediti offrono alle aziende l'opportunità di aumentare i ricavi e quindi di migliorare il ritorno degli investimenti. I meccanismi flessibili consentono di ridurre le emissioni dove e nel modo in cui risulta più conveniente da un punto di vista economico. In tal modo è possibile minimizzare il costo di adempimento degli obblighi nazionali.

Rischi:

- Danno per l'immagine aziendale nei confronti degli stakeholder;
- Vincoli sugli impianti produttivi esistenti e futuri;
- Alterazione del mercato di riferimento verde.

Opportunità:

- Miglioramento della redditività degli investimenti;
- Allargamento del mercato nei paesi emergenti;
- Riduzione dei costi di adempimento di misure nazionali;
- Sfruttamento delle opportunità offerte dal mercato verde.

Un buon esempio da seguire è dato da un paesino di 4000 abitanti: Güssing, in Austria. L'amministrazione pubblica ha deciso di svincolarsi completamente dal petrolio investendo in energie rinnovabili e ottenendo, oltre ad un'indubbia miglior vivibilità del territorio, anche un considerevole ritorno economico, favorito dall'indotto energetico e dal turismo. In sostanza Güssing sfrutta ciò che l'ambiente offre: sole, legno, mais, vento, grassi vegetali e rifiuti, per ricavarne riscaldamento, elettricità, gas e carburante per le auto, ottenendo una diminuzione del 90% delle immissioni di anidride carbonica e un guadagno annuo stimato di circa 500 mila euro ottenuto dalla vendita del surplus di energia elettrica. Il denaro incassato viene utilizzato in parte per ammortizzare i costi dei progetti in corso e in parte per finanziare quelli che verranno. Questa scelta coraggiosa, oltre ai benefici ambientali ed economici, ha trasformato Güssing da un paese "vecchio", destinato a scomparire e da dove i figli si allontanano verso le città in cerca di lavoro, in un paese giovane, in cui il comparto e la ricerca sulle fonti rinnovabili ha creato nuovi posti di lavoro per i giovani del posto, ma anche per i giovani che vengono dalle città. In più, l'aver capito anzitempo le opportunità di questa scelta energetica ha garantito un cospicuo flusso di turismo alla cittadina, in parte qualificato (ricercatori, diplomatici, imprenditori) e in parte composto da comitive di curiosi e appassionati, per un totale di quasi 5000 visite annue. [9]

Anche un comune italiano vanta una storia simile: Varese Ligure ha dovuto affrontare una serie di gravi problemi dovuti ad una massiccia emigrazione della popolazione giovane e al conseguente blocco economico del paese. Da qui la decisione di puntare tutto su iniziative virtuose che hanno visto attribuire al paese il riconoscimento da parte di enti qualificati di città libera da inquinamento ambientale, acustico, elettromagnetico. I successivi grandi investimenti nelle energie rinnovabili hanno permesso di ottenere benefici incalcolabili a livello turistico e a livello di incremento e salute della popolazione. Oggi Varese Ligure possiede quattro generatori eolici che producono 6 milioni di kW all'anno e altri 23.000 kW sono forniti da diverse installazioni fotovoltaiche. Il borgo ha conquistato l'indipendenza energetica riuscendo addirittura a generare un surplus da ridistribuire nella rete elettrica. Grazie alle politiche seguite Varese Ligure ha vinto il premio "Promote 100" dell'Unione Europea, riservato al "Comune rurale europeo che ha eseguito il più completo e originale progetto di sviluppo sostenibile". [10] [11]

1.2.2.2. Le Smart Grids

La rete elettrica storicamente nasce per raccogliere grandi quantità di energia dalle centrali di produzione, e distribuirle ad un gran numero di clienti-consumatori. In sostanza un controllo centralizzato, flussi di potenze unidirezionali e reti passive.

La visione classica di rete elettrica è in una fase di superamento. Non solo più linee, interruttori, trasformatori, ma anche elettronica, informatica e comunicazione vanno ad aggiungersi ad essa.

Con l'ampliarsi della generazione distribuita da fonti rinnovabili, anche in ambito domestico, si fa spazio una rete di produzione aggiuntiva che ben si deve integrare con quella tradizionale. Quindi controllo non più centralizzato ma distribuito sul territorio, flussi di potenze bidirezionali e reti attive.

Il distributore si sta trovando di fronte ad una trasformazione della propria rete per essere in grado di gestire sia i flussi di energia prodotta dalle grandi centrali (termoelettriche, idroelettriche etc.), sia quelli da produzione di media e piccola entità da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, termico, etc.). Di conseguenza non sarà più sufficiente avere un controllo della produzione a carattere nazionale ma sarà necessario, anche a livello locale, monitorare, gestire ed integrare la distribuzione di energia prodotta in bassa e in media tensione proveniente da fonti rinnovabili.

La rete elettrica non è più solo quindi un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali ma una rete "intelligente", ovvero una "Smart Grid", una rete comune in grado di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica. Una rete che si compone di tante piccole reti tra loro collegate in grado di comunicare scambiando informazioni sui flussi di energia, gestendo con migliore efficienza i picchi di richiesta, evitando interruzioni di elettricità e riducendo il carico ove necessario.

Una similitudine può essere fatta con la rete di internet dove tutti gli utenti sono interconnessi tra di loro potendo ricevere e inviare informazioni uscendo così dallo schema di distribuzione da uno a molti.

La rete intelligente automatizza i processi di *recovery* ed informa il distributore di energia elettrica di eventuali guasti in qualsiasi punto della rete velocizzando i tempi di riparazione e di ripristino; allo stesso modo consente un'interazione bidirezionale con il Cliente/Produttore locale in un insieme sinergicamente integrato.

I benefici delle smart grids portano a:

- efficienza del sistema energetico;
- migliore gestione della domanda e di offerta di energia;
- riduzione delle perdite di energia dovuta a frodi e a guasti tecnici;
- possibilità di poter programmare il consumo in diverse fasce orarie;
- poter attivare servizi a valore aggiunto;
- diffusione di veicoli elettrici con relativi punti di ricarica interconnessi con la rete elettrica;
- coinvolgimento sempre più ampio di piccoli e medi consumatori per la produzione di energia elettrica da diverse fonti rinnovabili;
- riduzione delle emissioni di CO₂.

In sintesi la rete elettrica del futuro dovrà rispondere a quattro requisiti fondamentali:

1. essere accessibile, garantendo accesso alle fonti di produzione rinnovabile;
2. essere affidabile garantendo la fornitura dell'energia elettrica;
3. essere efficiente per garantire minori costi e ridurre le emissioni di gas serra;
4. essere flessibile per venire incontro alle nuove esigenze dei consumatori, come quella di partecipare attivamente alla produzione dell'energia elettrica o di ricaricare senza impedimenti di tempo e spazio la propria auto elettrica.

1.2.3. Motori elettrici ad alta efficienza

I consumi elettrici italiani sono assorbiti per la maggior parte dal settore industriale, in particolare nel 2009 sono stati consumati da tale settore 130.505,9 GWh su un totale di 299.915,2 GWh, ossia il 43,5%. [2] Il settore terziario assorbe il 31,6% dei consumi totali, il domestico il 23% e l'agricoltura il rimanente 1,9%.

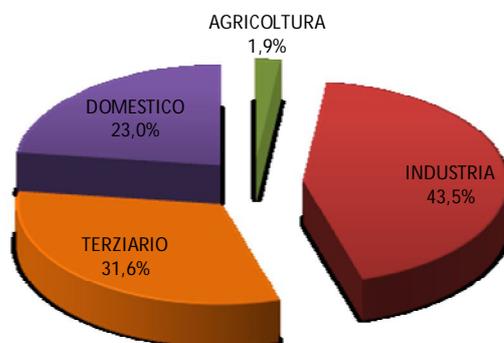


Figura 1.6: Consumo di energia elettrica in Italia, dicembre 2009

Secondo un rapporto dell'ERSE (ENEA - Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A.) ex CESI Ricerca, circa il 75% del consumo elettrico industriale italiano va ascritto ai motori elettrici. Ne consegue pertanto che i motori elettrici sono un prodotto prioritario per i sistemi industriali per il quale devono essere istituite specifiche per la progettazione ecocompatibile. La riduzione delle emissioni nell'atmosfera non offre vantaggi solo all'ambiente in cui viviamo, ma permette anche alle aziende di ottenere sensibili risparmi economici. Aspetto fondamentale da tenere presente è che il costo di esercizio un motore è molto più elevato di quello di acquisto (figura 1.7). Per esempio un motore elettrico da 15 kW, ha un costo di circa 520 € ed un costo di esercizio in dieci anni, considerando 3.500 ore anno e un costo dell'energia elettrica di 7 c€/kWh, di circa 32.000 € circa 60 volte il costo iniziale. Quindi non ha senso risparmiare sul costo di acquisto scegliendo motori scadenti, bensì un piccolo extraprezzo finalizzato all'acquisto di un motore più efficiente potrebbe essere recuperato in pochi mesi di utilizzo.

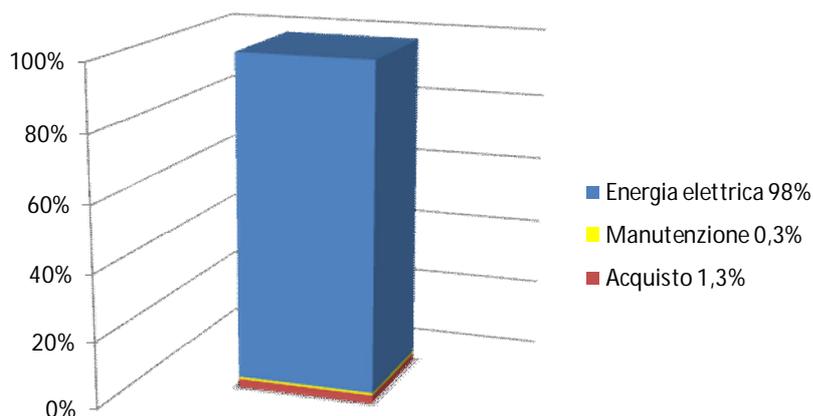


Figura 1.7: Life cycle costing di un motore elettrico [12]

È dettata proprio dalla convergenza di interessi economici e ambientali la norma IEC 60034-30:2008 che prevede una nuova classificazione dell'efficienza dei motori elettrici.

In base ad un accordo siglato dai principali costruttori aderenti al CEMEP (*Comitato Europeo Costruttori Macchine Elettriche e Elettronica di Potenza*), sinora i motori elettrici erano stati classificati secondo tre classi: Eff1, Eff2 ed Eff3, con il riconoscimento Eff1 utilizzato per identificare le soluzioni caratterizzate dalle migliori performance in base a quanto stabilito dalla norma EN 60034-2:1996. L'adesione a questa normativa era però volontaria. Non erano quindi previste sanzioni per quanti proponessero soluzioni prive di una classe di identificazione o, ancor peggio, dichiarassero il falso. Una situazione alla quale pone rimedio proprio la IEC 60034-30:2008. Tale normativa, infatti, fissa precisi requisiti per i motori, con potenza compresa tra 0,75 e 375 kW, che saranno commercializzati a partire dal 10 febbraio 2010. La nuova classificazione, inizialmente aggiunta all'esistente, identifica le classi di efficienza energetica con la sigla IE, seguita da un numero crescente in funzione della maggiore efficienza. Ad oggi sono stati definiti i criteri di classificazione IE1, IE2, IE3 ed IE4, dove il numero indica una migliore efficienza del motore preso in considerazione, ma nulla vieta che, grazie al progresso tecnologico, in futuro si potranno avere anche motori in classe IE5 o superiori.

In attesa di valutare le ripercussioni che la nuova classificazione avrà sul mercato, è importante ricordare le tappe previste per l'entrata in vigore delle nuove norme, oltre agli obblighi imposti a produttori e acquirenti:

- dal 2009 è possibile utilizzare la nuova classificazione IE;
- dal 10 febbraio 2010 tutti i motori elettrici devono essere classificati in base ai criteri fissati dalla norma IEC 60034-30:2008 abbandonando la precedente classificazione;
- dal 16 giugno 2011 tutti i motori elettrici industriali dovranno essere di categoria minima IE2;
- dal 2015 i motori di potenza nominale compresa tra 7,5 e 375 kW dovranno essere almeno in categoria IE3; è ammessa l'implementazione di motori IE2 solo se controllati da variatori di velocità;
- dal 2017 il rispetto dei valori minimi di efficienza sarà tassativo per tutti i motori elettrici commercializzati.

Da un punto di vista squisitamente teorico, se tutti i motori elettrici installati nel nostro continente fossero caratterizzati da un'elevata efficienza energetica (o almeno gestiti da moderni convertitori di frequenza), sarebbe possibile ridurre del 20-30% i consumi totali. Il che equivarrebbe, a livello europeo, ad un risparmio del 7% dell'elettricità attualmente impiegata, ovvero il consumo annuo dell'intera Svezia.

La finanziaria 2010 prevede inoltre un incentivo per l'acquisto di motori ad alta efficienza (non inferiore alla classe IE2) di potenza compresa tra 1 e 5 kW, consistente in un bonus del 20%, fino a 50€ [13]

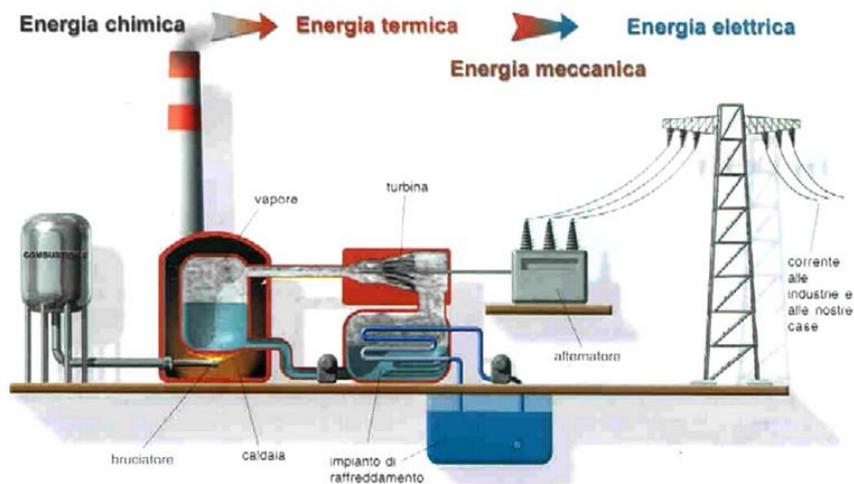
1.3. Impianti di produzione, principali tipologie di centrali elettriche

In Italia al 1 agosto 2010 sono registrati 22 operatori di rete, per un totale di 276 impianti.[14]

Le centrali elettriche si caratterizzano principalmente per due aspetti che sono spesso legati fra loro ovvero la potenza, cioè l'energia per unità di tempo che una centrale è in grado di erogare, e il tipo di combustibile o altro sistema energetico in ingresso che convertito consenta di ottenere energia elettrica.

La produzione di elettricità da combustibili fossili (petrolio, gas naturale, carbone) non è una fonte rinnovabile dal momento che le riserve di combustibile sono limitate. Si può però ricavare energia termica anche da altre fonti di calore, e cioè dalle fonti energetiche rinnovabili come il calore terrestre (centrali geotermiche) e quello solare (centrale solare) oppure attraverso l'utilizzo dell'energia nucleare (centrale nucleare).

1.3.1. Centrali termoelettriche



Le centrali termoelettriche sono la tipologia di centrali più diffusa nel pianeta. Il principio di funzionamento di una centrale termoelettrica classica è abbastanza semplice.

Un elemento combustibile (derivati del petrolio, carbone o gas, ma anche, in alcuni casi, biomassa o rifiuti) viene bruciato in modo da sviluppare calore; questo calore viene trasmesso a una caldaia, nella quale circola acqua ad alta pressione (l'acqua deve subire una serie di trattamenti al fine di essere purificata per non danneggiare gli impianti), tale acqua viene così trasformata in vapore raggiungendo temperature elevate. Il vapore viene convogliato verso delle macchine rotanti denominate turbine a vapore nelle quali il vapore espande convertendo il proprio contenuto entalpico in energia meccanica. Collegati all'albero in rotazione di tali turbine vi sono gli alternatori i quali convertono l'energia meccanica di rotazione in energia elettrica.

Un'evoluzione è rappresentata dalle centrali a ciclo combinato: in un primo stadio il gas viene bruciato con aria compressa, questo aumenta di molto la pressione dell'aria che viene fatta espandere in una turbina a gas collegata ad un alternatore, producendo elettricità. I gas di scarico della turbina, estremamente caldi (circa i 500 °C), vengono a loro volta utilizzati per scaldare acqua ed il vapore così ottenuto è usato in una turbina a vapore come in una centrale termoelettrica tradizionale, generando altra elettricità. Questo genere di centrali termoelettriche ha un rendimento elettrico estremamente elevato e comunque maggiore di quelle tradizionali, arrivando a sfiorare anche il 60% di resa.

Vantaggi

Generalmente le centrali termoelettriche erogano grandi potenze, dell'ordine delle centinaia o migliaia di MW e costituiscono la spina dorsale del sistema di produzione dell'energia elettrica, perché i loro impianti termici danno il massimo rendimento in regime di produzione costante; di solito, quindi, vengono tenute in funzione per lunghi periodi di tempo, costituendo la base della capacità produttiva. Per regolare il carico elettrico sulla rete si preferisce usare l'idroelettrico e il turbogas. Anche se alcuni impianti termoelettrici possono essere polivalenti, ovvero in grado di utilizzare diversi tipi di combustibile, questo si ottiene a spese del rendimento termodinamico e quindi della spesa complessiva: per questo, in generale, si costruiscono centrali termoelettriche in grado di bruciare con la massima efficienza un particolare combustibile, e si riadattano gli impianti in caso diventi necessario bruciare un combustibile diverso.

Svantaggi

I residui della combustione dei combustibili generano una quantità elevata di prodotti inquinanti come i fumi, il particolato fine, gli ossidi di zolfo e azoto e gli idrocarburi aromatici, che possono essere dispersi nell'ambiente. I progressi tecnologici degli ultimi anni hanno fatto sì che molte misure per l'abbattimento di tali prodotti fossero implementate nelle centrali (pretrattamento del combustibile, abbattimento delle polveri, desolficatori, ecc.) rendendo queste emissioni meno dannose. Per quanto riguarda l'anidride carbonica, le emissioni a parità di calore prodotto sono più alte nel caso in cui il combustibile bruciato sia carbone, infatti ogni atomo di carbone forma una molecola di CO₂. Migliore il caso del petrolio e del gas, come ad esempio il metano CH₄, in cui la molecola di metano forma una molecola di CO₂ e due molecole d'acqua.

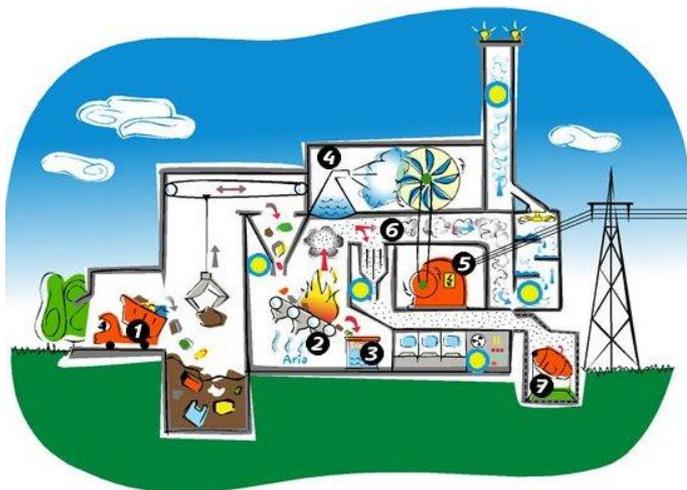
Nei paesi meno sviluppati questo tipo di impianti sono spesso molto dannosi, poiché a causa del loro alto costo di costruzione, le strutture di depurazione dei fumi non vengono costruite e ciò le rende delle pericolose fonti di inquinamento.

Possibili miglioramenti

È possibile ridurre notevolmente l'impatto ambientale di queste centrali. Innanzitutto si può semplicemente utilizzare un combustibile poco inquinante (come il gas naturale, il gasolio desolfato ed il carbone bonificato). È possibile contenere notevolmente le emissioni di inquinanti tramite il montaggio di appositi filtri a reagente e catalizzatori ossidanti. Il calore residuo anziché essere

sprecato immettendolo nell'aria può essere utilizzato per il teleriscaldamento nella stagione invernale (sostituendo le caldaie private nelle abitazioni vicine alla centrale).

1.3.2. Termovalorizzatori



I cosiddetti “termovalorizzatori” sono inceneritori di rifiuti con recupero energetico. Il calore prodotto dalla combustione dei rifiuti viene utilizzato per produrre energia elettrica in maniera analoga a quanto accade nelle centrali termoelettriche, anche se con rendimenti estremamente più bassi e maggior produzione di sostanze inquinanti.

Affinché tutte le materie e soprattutto quelle plastiche brucino con minor produzione di elementi tossici (ad esempio le diossine) è necessario raggiungere temperature molto elevate (almeno 850°C) ed utilizzare sistemi di abbattimento degli inquinanti molto sofisticati e costosi; in ogni caso le emissioni sono generalmente maggiori e contengono sostanze più nocive rispetto alle centrali termoelettriche tradizionali (ad esempio diossine o metalli pesanti).

La combustione ad alta temperatura, inoltre, produce una miniaturizzazione delle polveri emesse, proporzionale alla temperatura stessa. Ciò può dunque portare alla produzione di polveri fini, ultrafini e nanoparticelle carboniose, che possono causare diverse patologie. La combustione dei materiali risultanti dalla selezione dei rifiuti, miscelata agli additivi, produce una notevole quantità di polveri, in parte filtrate prima dell'emissione al camino, almeno nelle componenti di maggiori dimensioni normate dalle leggi.

Termovalorizzatori al plasma

Nel trattamento dei rifiuti un'alternativa ai termovalorizzatori convenzionali è rappresentata da quelli a torcia di plasma. Essi appartengono alla categoria dei gassificatori, ossia a quegli apparati in cui i rifiuti, mediante una reazione termochimica (a temperatura elevata ed in presenza di ossigeno ed azoto), vengono scissi in molecole gassose (gas di sintesi o syngas) il quale può, successivamente, essere utilizzato come combustibile. Il gas che si ottiene dai gassificatori, syngas (miscela di metano, idrogeno ed monossido di carbonio), può essere utilizzato per alimentare turbine a gas per produrre

energia elettrica o per ricavarne idrogeno per celle a combustibile o per produrre precursori per l'industria chimica (metanolo ed etanolo). Nel caso di una torcia della capacità di 450.000 ton/anno, il syngas prodotto dall'impianto può produrre da 80 a 120 MW di energia elettrica al giorno. []

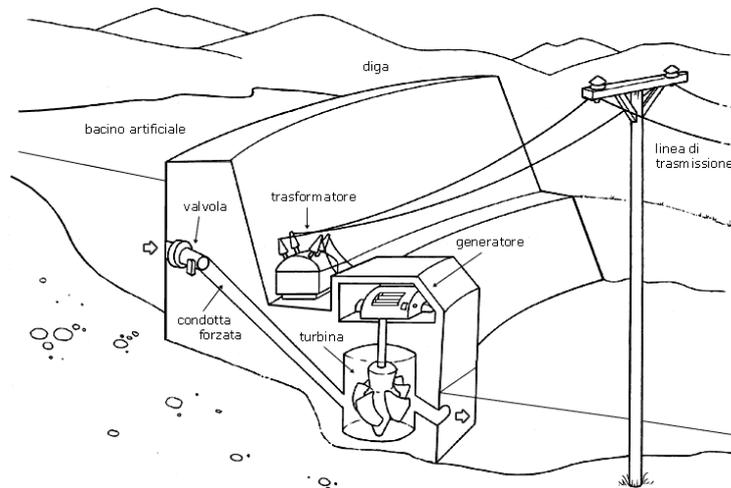
La torcia di plasma è un dispositivo che genera, da un particolare ugello, un flusso diretto di plasma per effetto di una opportuna differenza di potenziale elettrico tra due elettrodi. Il plasma è un gas ionizzato costituito dall'insieme di elettroni ed ioni positivi e globalmente neutro. Le temperature che si raggiungono nei termovalorizzatori al plasma sono elevatissime: comprese tra i 7.000 ed i 13.000 °C. Per effetto di tali valori di temperatura nei rifiuti che precedentemente subiscono un trattamento di sminuzzamento avvengono una serie di trasformazioni che si possono così riassumere:

1. Nella zona di reazione, dove le temperature sono dell'ordine dei 3.500/4.000 °C, le molecole organiche (per lo più composti di carbonio ed idrogeno) e il vapor d'acqua proveniente dalla frazione umida si scindono e attraverso la contemporanea sublimazione, pirolisi e gassificazione danno luogo al gas di sintesi (monossido di carbonio per circa il 35% circa, idrogeno per il 50/55% ed il restante 10/15% tra anidride carbonica, azoto e metano).
2. I materiali inorganici che costituiscono gli inerti fondono e si trasformano in una sorta di magma fuso che poi solidifica vetrificando ed inglobando ogni sorta di impurità compresi i metalli pesanti che in tal modo divengono innocui. Il materiale di scarto così trattato non richiede particolare conferimento e può essere utilizzato come materiale da costruzione (ad esempio massicciate stradali, conglomerato cementizio, materiale di riempimento, mattonelle, piastrelle, granulazione per la produzione di abrasivi, produzione di isolanti termici simili alla lana di roccia, ecc.) senza necessità di smaltimento in discariche. Le elevatissime temperature di esercizio oltre i 7.000 °C impediscono, durante il processo, la formazione di diossine, furani e qualsivoglia composto tossico. Non producono ceneri, né incombusti, mentre i particolati, le polveri e i fanghi di depurazione del syngas sono quasi sempre reimmessi nel reattore (salvo casi particolari di recupero controllato di cadmio nei fanghi della zona di "quenching" e mercurio con filtri ad amalgama e carbone attivo, inviati poi a ditte specializzate nel recupero di tali metalli), e vetrificati con campagne periodiche di trattamento specifico in condizioni di processo controllate. Quindi le sostanze pericolose vengono eliminate e non trasferite all'esterno sotto forma di gas, come avviene nelle combustioni tradizionali.

Questo tipo di apparati sarebbero particolarmente adatti per eliminare pvc, pneumatici, rifiuti ospedalieri, nonché per l'eliminazione di polveri residue da termovalorizzatori.

L'analisi economica è la nota dolente della tecnologia al plasma: i costi di realizzazione e di gestione sono ancora elevati, ma grazie alla possibilità di applicare la torcia "in sito", i costi di trasporto vengono evitati. Mentre quelli di stoccaggio e di discarica sono ridotti perché basso è il volume e la quantità delle ceneri residue. I proventi sono assicurati dalla vendita di energia prodotta, la quale però è, in maggior parte, assorbita dal sistema stesso, per autoalimentarsi. [15] [16] [17]

1.3.3. Centrali idroelettriche



Insieme alle centrali termoelettriche sono state le prime tipologie di centrali in uso. Il principio di funzionamento delle centrali idroelettriche si basa sull'utilizzo dell'acqua, o meglio della sua energia cinetica, al fine di produrre energia elettrica. Le centrali idroelettriche si suddividono in due tipologie:

Centrali ad acqua fluente

Tali centrali sfruttano l'energia cinetica delle acque fluviali (energia idroelettrica), convogliate in particolari turbine idrauliche messe in rotazione dal flusso dell'acqua. Collegate all'albero rotante delle turbine vi sono gli alternatori che trasformano l'energia meccanica di rotazione in energia elettrica.

Centrali a caduta

Tali centrali sfruttano l'energia potenziale di notevoli masse d'acque poste ad altezza maggiore rispetto a quella di presa (si parla in tal caso di "invaso", naturale o artificiale creato tramite dighe). L'energia potenziale dell'acqua viene trasformata in energia cinetica nel momento in cui scende in condotte forzate nelle quali raggiunge notevoli velocità. L'acqua viene poi fatta confluire come nel caso precedente in turbine collegate ad alternatori producendo così energia.

L'impatto ambientale delle centrali idroelettriche è molto minore di quello delle centrali termoelettriche per via dell'assenza di fumi. Esso riguarda soprattutto il diverso regime delle acque sfruttate, infatti l'estrazione di energia cinetica rallenta il corso d'acqua, aumentando la velocità di sedimentazione; nel caso di centrali a caduta è necessario mettere in conto le opere idrauliche necessarie (dighe e condotte). La parte maggiore dell'impatto ambientale si verifica durante la costruzione, a causa degli sbancamenti e delle grandi opere necessarie per realizzare gli invasi ed il sistema di condotte forzate. Le centrali idroelettriche possono avere potenze che vanno da alcuni MW (centrali fluviali) alle decine o centinaia di MW per le grandi centrali a caduta.

Vantaggi

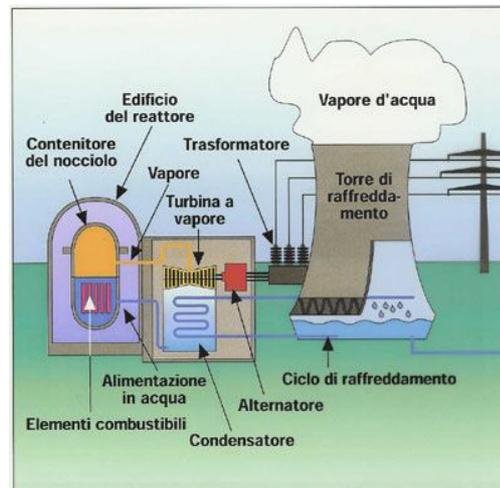
Il principale vantaggio delle idroelettriche è che, una volta costruite, offrono energia a costi molto competitivi e non richiedono combustibili o materie prime; sono una fonte di energia totalmente rinnovabile e di fatto illimitata. Inoltre, con una manovra chiamata pompaggio (che consiste nel ripompare l'acqua dai bacini inferiori negli invasi durante le ore notturne, quando la richiesta di energia è minore) si può accumulare energia prodotta dalle altre centrali della rete, per restituirla di giorno nelle ore in cui la domanda di energia raggiunge il massimo. Un ulteriore vantaggio è legato al fatto che la variazione della produzione di energia può avvenire in maniera molto più rapida rispetto ad una centrale termoelettrica o nucleare, variando la quantità di acqua che viene convogliata alla turbina. Il loro impiego è, infatti, generalmente massimo durante le ore di maggiore consumo energetico.

Svantaggi

Soprattutto le centrali a caduta, che richiedono un intervento edilizio di enormi proporzioni per la realizzazione di laghi artificiali per fungere da invasi, hanno un impatto ambientale di grandi proporzioni, sia nella fase costruttiva delle opere, sia a posteriori nell'impatto visivo ed estetico. Inoltre, il fatto di alterare la portata e la distribuzione delle acque fluviali porta ad un cambiamento del microclima locale, per la maggiore umidità ed evaporazione portata dal lago che funge anche da serbatoio di calore, livellando le temperature fra giorno e notte. Questo porta in genere a variazioni nella flora e fauna locale; nel caso di bacini montani, si può avere un impatto anche su eventuali ghiacciai nelle vicinanze. Un altro svantaggio è dovuto alla naturale sedimentazione, che tende a riempire lentamente l'invaso, e richiede dragaggi periodici: il terriccio di risulta può essere usato a fini edilizi, per riporti e terrapieni.

Esistono inoltre problemi di sicurezza in caso di forti terremoti o frane che hanno portato, per esempio, al disastro del Vajont nel 1963, al primo posto tra i 5 peggiori esempi di gestione del territorio in un documento ONU illustrato alla presentazione del «2008 Anno internazionale del pianeta Terra». In Italia non vi è più spazio per il grande idroelettrico, ma ha grandi potenzialità il mini-idroelettrico, ossia centrali sotto 1 MW.

1.3.4. Centrali a fissione nucleare



Le centrali nucleari sono analoghe alle centrali termoelettriche; la differenza sostanziale sta nel tipo di combustibile e di processo tecnologico che viene utilizzato per fornire calore e formare il vapore da inviare alle turbine. Queste centrali ottengono il calore da un processo di scissione dell'atomo di uranio, chiamata fissione nucleare.

Tale processo prevede il bombardamento di un isotopo dell'uranio con neutroni lenti, causando la scissione dell'atomo in due parti e generando un atomo di bario e uno di krypton (o cesio e rubidio, selenio e cesio, e altre coppie di elementi). Oltre a ciò si generano tre neutroni veloci e l'energia corrispondente alla perdita di massa di 1 grammo ogni chilo di uranio arricchito, che può essere calcolata con la relazione di Einstein:

$$E = mc^2 = 0,001[\text{kg}] \cdot 8,98 \cdot 10^6[\text{m/s}] = 8,98 \cdot 10^{12}[\text{J}] = 25 \cdot 10^6[\text{kWh}]$$

Come si può vedere, una minima quantità di uranio consente di produrre un'elevata quantità di energia e in aggiunta, a differenza del carbone o del petrolio, senza emissioni di anidride carbonica.

I tre neutroni veloci vengono rallentati con un moderatore (acqua, acqua pesante, grafite, berillio) e partecipano alla fissione di altri atomi innescando così la famosa reazione a catena.

L'energia cinetica con cui fuoriescono i prodotti della reazione si trasforma in calore, con il quale si realizza il vapore in pressione da inviare alle turbine. Per regolare la centrale si utilizzano barre di controllo (in cadmio o boro) che coprono le barre di uranio, rallentando o fermando la reazione a catena. Le temperature all'interno del nocciolo sono altissime, per cui è necessario un sistema di asportazione del calore molto efficiente, con il rischio di fondere il sistema.

Per ottenere le reazioni dette si devono utilizzare barre con alte percentuali (3,5%) di uranio 235, un isotopo dell'uranio presente in natura in percentuali dello 0,7% all'interno dell'isotopo ^{238}U che non è fissile. Questo comporta un processo preventivo in cui l'uranio (in forma di esafluoruro di uranio UF_6) viene gassificato e raffinato all'isotopo 238 che è quello più abbondante in natura e infine convertito in biossido di uranio UO_2 per l'utilizzo.

Durante il processo di fissione viene emessa radioattività ad alta intensità. Gli oggetti e i metalli esposti alle radiazioni diventano essi stessi radioattivi, ossia scorie radioattive. Le scorie dovranno

essere stoccate per migliaia di anni fin quando non decade il livello di radioattività. Il grado di radioattività non consente all'uomo di avvicinarsi alle scorie e, al momento, la scienza non è in grado di distruggere le scorie radioattive o di accelerare il periodo di decadimento della radioattività.

Le scorie nucleari non sono tutte uguali, si distinguono in base al grado di radioattività da cui dipende anche la durata del decadimento e la loro pericolosità:

- Alta attività (scorie di 3° grado): il grado di radioattività elevato in queste scorie implica un lungo periodo di decadimento, fino a 100.000 anni. Le scorie di terza categoria sono, in particolar modo, le ceneri prodotte dalla combustione dell'uranio e gli oggetti vicini al reattore (es. pareti metalliche).
- Media attività (scorie di 2° grado)
- Bassa attività (scorie di 1° grado)

Queste ultime due categorie di scorie provengono in gran parte dagli ospedali e hanno una vita radioattiva inferiore, necessitano soltanto di poche centinaia di anni per decadere.

Esistono attualmente due modi principali per smaltire le scorie, rigorosamente legati a preliminari studi di natura geologica riguardanti il sito di destinazione: per le scorie a basso livello di radioattività si tende a ricorrere al cosiddetto deposito superficiale, ossia il confinamento in aree terrene protette e contenute all'interno di barriere ingegneristiche; per le scorie a più alto livello di radioattività si ricorre invece al deposito geologico, ossia allo stoccaggio in bunker sotterranei schermati. In tutto il mondo è stato identificato soltanto un sito "sicuro" per ospitare in profondità le scorie per migliaia di anni. Si trova in una zona desertica nel New Mexico (USA) e ha richiesto oltre 25 anni di studio e un investimento di oltre 2,2 miliardi di dollari.

In Europa le scorie sono generalmente depositate nei pressi delle centrali nucleari o in centri di stoccaggio ingegneristici di superficie.

I principali centri di stoccaggio europei sono:

- Le Hague (Francia)
- Sellafield (Gran Bretagna)
- Oskarshamn (Svezia)
- Olkiluoto (Finlandia)

Tutti i centri di stoccaggio europei hanno natura temporanea per rispondere al criterio di reversibilità delle scelte. Non conoscendo con precisione le conseguenze dello stoccaggio delle scorie radioattive nel tempo, si rende così possibile un loro futuro trasferimento in altri luoghi. Nel caso dei siti geologici questo non sarebbe possibile, i materiali ospitati in cavità sotterranee dovranno restarci definitivamente anche nel caso in cui la scelta del sito si riveli sbagliata. In alcuni casi, ad esempio in Francia, le scorie nucleari sono riprocessate all'interno delle stesse centrali nucleari per produrre nuovo combustibile rigenerato (MOX) da riutilizzare nel reattore.

Energia nucleare nel mondo

Sono circa 440 i reattori nucleari attivi nel mondo. I paesi con maggiore presenza di reattori nucleari sono i seguenti:

- 104 negli USA
- 59 in Francia
- 53 in Giappone

Le centrali nucleari nel mondo producono complessivamente 370 GW, pari al 16% della produzione mondiale d'energia elettrica. Un dato consistente ma ben lontano dai 1000 GW stimato negli anni '70 per i nostri anni. L'incidente di Chernobyl negli anni '80 frenò l'ottimismo verso l'energia nucleare per la consapevolezza delle gravi conseguenze in caso di incidente. Va tuttavia detto che dall'incidente di Chernobyl, avvenuto per cause in gran parte dovute all'errore umano, la tecnologia è stata notevolmente migliorata a vantaggio della sicurezza. I paesi che soddisfano il proprio fabbisogno energetico interno tramite l'energia nucleare sono i seguenti:

- Francia: 76% fabbisogno energetico interno
- Paesi dell'Europa dell'Est: 40-50%
- Unione europea: 35%
- Paesi OCSE: 25%
- USA: 20%

Il presidente degli Stati Uniti con l'ultima finanziaria è tornato ad investire sulle centrali nucleari a distanza di trent'anni dall'ultima costruzione, definendo l'atomo di uranio *green energy*.

Costi dell'energia nucleare

I costi di generazione per singolo kWh sono difficili da calcolare perché influenzati prevalentemente dal costo dell'impianto e solo in misura minore dal prezzo del combustibile.

Al gennaio 2010, secondo la *World Nuclear Association* (WNA), il costo indicativo totale di 1 kg di UO₂ (ovvero l'uranio in forma combustibile) era di 2.555 \$ con un'incidenza, sui costi di generazione, di 0,71c\$/kWh. Il costo del minerale raffinato (*yellowcake*) necessario a produrre 1 kg di ossido di uranio combustibile era pari a 1.028 \$, cioè circa il 40% del costo di produzione del carburante nucleare. [18]

Un recente (2009) studio del *Massachusetts Institute of Technology* ha evidenziato, per gli impianti di nuova costruzione, che il costo del kWh nucleare è superiore a quello di gas e carbone. Questo è dovuto a vari fattori: [19]

- Investimento iniziale elevato, a cui si somma un lungo periodo di tempo per la costruzione che comporta maggiori oneri finanziari, dovuti ad un maggior rischio degli investitori (è stato stimato il 10% di interesse per il nucleare, contro il 7,8% per gas e carbone, ed impianto interamente finanziato con prestiti e senza soldi propri).

- Oltre alla manutenzione e alla produzione sono da aggiungere i costi per lo smaltimento dei rifiuti. Questi costi sono ancora non chiari visto che non si sono ancora trovate soluzioni definitive operanti per il lungo periodo per le scorie di III categoria (caso differente per quelle di I e II, di cui esistono molti siti di stoccaggio già funzionanti da decenni). Dentro questa variabile c'è da aggiungere il fattore di riprocessamento del combustibile esausto, il quale diminuisce notevolmente il volume delle scorie radioattive da dover stoccare e anche il periodo di radiotossicità, visto che è eliminato il Plutonio che decade molto lentamente ed è molto radiotossico, dando quindi minori problemi per lo stoccaggio.
- Infine è da considerare anche lo smantellamento della centrale; quest'ultima voce ha un range estremamente ampio di costi per kW, visto che le variabili in ballo sono la potenza, la tipologia e la vita operativa dell'impianto. In media una centrale nucleare può avere una vita di 25 – 30 anni dalla sua messa in servizio. L'*International Energy Agency* ha stimato un costo di 2 miliardi di dollari per smantellare le quattro centrali nucleari italiane dismesse.

Tabella 1.2: Centrali elettronucleari entrate in funzione in Italia

Nome	Località	Tipologia	Potenza netta (MW)	Inizio costruzione	Prima accensione	Allacciamento alla rete	Dismissione	Costruttore
Latina	Borgo Sabotino (Latina)	Magnox	153	01/11/1958	27/12/1962	12/05/1963	01/12/1987	SIMEA
Garigliano	Sessa Aurunca (Caserta)	BWR	150	01/11/1959	05/06/1963	01/01/1964	01/03/1982	Società Elettro-nucleare Nazionale
Enrico Fermi	Trino (Vercelli)	PWR	260	01/07/1961	21/06/1964	22/10/1964	01/07/1990	Società Elettro-nucleare Italiana
Caorso	Caorso (Piacenza)	BWR	860	01/01/1970	37/12/1977	23/05/1978	01/07/1990	Ansaldo Meccanico Nucleare

Il nucleare è stato presentato come una fonte indispensabile per generare energia elettrica a basso costo. In realtà i suoi costi “nascosti” sono ancora troppo alti se paragonati alle normali centrali termoelettriche (gas o carbone). Per individuare un quadro completo dei costi è necessario allargare la visione all'intero ciclo di produzione e non soffermarsi sui singoli aspetti. Solo in questo modo si riesce a comprendere il reale costo sociale che la società dovrà pagare per avere l'energia nucleare.

Va comunque considerato che l'antieconomicità del nucleare è soltanto un aspetto dell'analisi politica. Il ritorno al nucleare può essere giustificabile per ridurre la dipendenza delle economie occidentali dall'import di petrolio, gas e carbone. La capacità di una nazione di far fronte al proprio fabbisogno energetico interno rappresenta un obiettivo politico e strategico per difendere la propria economia nazionale dagli shock esterni. Soltanto in questi casi, e in questi termini, il ritorno al nucleare può essere considerato come una scelta razionale da intraprendere.

Vantaggi

- **Una centrale nucleare non emette CO₂**

Le centrali nucleari non producono anidride carbonica ed ossidi di azoto e di zolfo, principali cause del buco nell'ozono e dell'effetto serra.

- **Vantaggio nella bilancia dei pagamenti**

La produzione di energia dal nucleare riduce l'importazione di petrolio e la dipendenza delle economie dal petrolio. La copertura del fabbisogno energetico interno tramite il nucleare riduce la possibilità degli shock esterni sull'economia e consente ai governi un minore carico di spesa sulla bilancia dei pagamenti con l'estero. Il tutto si traduce in una maggiore stabilità del sistema economico nazionale.

- **Maggiore stabilità politica**

Le principali riserve petrolifere sono concentrate in pochi paesi ad elevata instabilità politica (Medio Oriente) che rischia di trasmettersi anche nei paesi fortemente dipendenti dall'import del petrolio. L'uso del nucleare riduce la dipendenza occidentale dal petrolio mediorientale.

Svantaggi

- **Conseguenze in caso di incidente**

La storia ha già mostrato la gravità delle conseguenze degli incidenti alle centrali nucleari. Le radiazioni a cui la popolazione viene esposta causano un maggiore rischio di morte per leucemia e tumore. Dall'incidente di Chernobyl la sicurezza delle centrali nucleari è diventato uno dei principali aspetti critici dell'energia nucleare per uso civile. Negli ultimi anni il progresso tecnologico ha notevolmente migliorato la sicurezza delle centrali nucleari dotate di reattori di ultima generazione.

- **Le scorie nucleari**

Purtroppo le scorie nucleari sono un altro aspetto critico del nucleare. Non possono essere distrutte e l'unica soluzione, per il momento, sembra essere lo stoccaggio per migliaia di anni in depositi geologici o ingegneristici.

- **Localizzazione centrali nucleari e proteste locali**

Anche il processo di localizzazione di una centrale nucleare o del deposito di scorie è molto difficoltoso. Nessuna comunità locale accetta di sacrificare il proprio territorio per ospitare i rifiuti nucleari. La Sardegna, la Puglia, la Basilicata sono casi italiani di forti proteste antinucleari (2003). Nello stesso anno una comunità locale cinese si oppose con successo alla decisione del governo di costruire un deposito geologico di scorie attuando una dura e prolungata protesta. In entrambi i casi vinsero le popolazioni locali.

- **Il terrorismo**

Viviamo in un'epoca in cui poche persone possono compiere grandi danni all'umanità. Il ricordo della tragedia dell'11 settembre 2001 ai grattacieli del World Trade Center è stato un duro shock per l'intera società occidentale. Il rischio che le centrali nucleari siano prese come

obiettivi per atti di terrorismo o come bombe sporche è quindi molto realistico. È lecito e razionale preoccuparsi. Le nuove centrali nucleari dovranno includere questo aspetto fin dalla fase di progettazione.

- **Il trasporto di materiale nucleare**

Il trasporto di scorie e di materiale nucleare è uno degli aspetti più critici della questione “sicurezza”. Durante il trasporto, oltre all’opposizione delle popolazioni che vedranno passare treni o navi con carichi radioattivi vicino alle proprie abitazioni, sussiste il rischio di incidenti e di attentati terroristici. In Francia, i treni speciali adibiti al trasporto di scorie nucleari sono scortati da carri armati e da poliziotti a cavallo. L’itinerario del treno cambia in continuazione all’insaputa delle popolazioni residenti nei pressi delle ferrovie. Per questi motivi i depositi di scorie dovrebbero risiedere nei pressi delle centrali nucleari evitando in questo modo la necessità del trasporto delle scorie. La ricerca tecnologica e scientifica non ha ancora trovato il modo per distruggere le scorie all’interno delle stesse centrali nucleari. Si attendono ancora risposte in tale senso.

Il punto focale del discorso sull’impatto ambientale è la radioattività. Attorno a questo punto ruotano la preparazione del materiale fissile, il funzionamento in sicurezza della centrale, la necessità di stoccaggio delle scorie, il rischio di incidenti, lo smantellamento della centrale stessa al termine del suo ciclo vitale. La Finlandia e la Svezia per esempio hanno individuato siti sicuri per lo smaltimento delle scorie nei rispettivi territori, grazie alla presenza di zone sismicamente stabili e disabitate. Viceversa un deposito di scorie tedesco, situato ad Asse in bassa Sassonia, ha manifestato perdite di sostanze radioattive dopo solo 15-20 anni di funzionamento nonostante fosse in origine pensato per ospitare scorie a tempo indeterminato. In Italia invece, con un territorio molto più densamente popolato e quasi tutto a rischio sismico, lo smaltimento resta un problema difficile.

L’avvento di centrali nucleari di quarta generazione o comunque avanzate dovrebbe risolvere alcuni degli aspetti negativi, ma, per ora, tali impianti sono solamente allo studio teorico. Le centrali autofertilizzanti invece sono state prototipate finora con scarso successo (per esempio il Superphenix); tuttavia l’idea è quella di consentire il riutilizzo del “combustibile” esausto dei reattori tradizionali per produrre altro materiale fissile (in particolare, plutonio) riducendo i problemi di approvvigionamento dell’uranio. L’adozione di reattori autofertilizzanti promette un maggior sfruttamento del “combustibile” rispetto ai reattori di 2° e 3° generazione, con una conseguente moltiplicazione delle risorse, attualmente scarse, di combustibile nucleare. Le riserve di 60 anni per l’uranio e di qualche secolo per il torio dovrebbero pertanto essere estese a tempi molto più lunghi benché oggetto di dibattito.

Sull’impatto ambientale del nucleare sono stati scritti volumi e combattute battaglie come ad esempio il referendum del 1987, in cui la maggioranza degli italiani votarono contro.

Altra tecnologia nucleare, anche se ancora allora stadio di ricerca di base, è la fusione nucleare. In questo caso la reazione che si vuole ottenere è la fusione di due isotopi dell'idrogeno (deuterio e trizio) per ottenere un atomo di elio. Al momento è impossibile dire se e quando si arriverà ad una tecnologia utilizzabile in pratica. Data la natura dei reagenti è comunque difficile che si arrivi ad una tecnologia in cui non vi siano sostanze radioattive da gestire. In questo caso si potrebbero incontrare gli stessi problemi politici della fissione nucleare.

Il programma nucleare Italia

Il programma del governo italiano prevede la costruzione di centrali nucleari per un totale di circa 13.000 MW, con un obiettivo di produzione di circa 100 TWh/anno, pari ad un quarto del totale fabbisogno italiano stimato per il 2020. [20]

Il 24 febbraio 2010 è stato creato un *memorandum of understanding* firmato tra Enel ed EdF per la costruzione di 4 centrali nucleari EPR in Italia, operative tra il 2020 e il 2023, ognuna con una potenza di 1.600 MW, per un totale di 6.400 MW. L'Enel ha finora acquistato una partecipazione del 12,5% negli impianti EPR di Flamanville 3 e Penly nella regione della Normandia.

I principali scopi del progetto dell'EPR sono un'augmentata sicurezza e, allo stesso tempo, fornire una migliore competitività economica, tramite miglioramenti gradualmente ai precedenti, ed ampiamente collaudati PWR, spinti fino alla taglia di potenza di 1.600 MW elettrici. Il reattore EPR può utilizzare come combustibili: ossido di uranio arricchito fino al 4,9% in entrata (~3,5% medio considerando gli altri cicli parzialmente bruciati), oppure MOX (miscela di ossidi di uranio e plutonio) fino al 100% del nocciolo.

Tabella 1.3: Caratteristiche generali del reattore EPR

Potenza termica	4300 MWt
Potenza elettrica netta	1600 MWe
Efficienza elettrica netta	37%
Fattore di carico stimato	>92%
Vita operativa stimata	60 anni

Il progetto del reattore nucleare EPR prevede molteplici sistemi di protezione sia attivi sia passivi contro vari tipi di incidente:

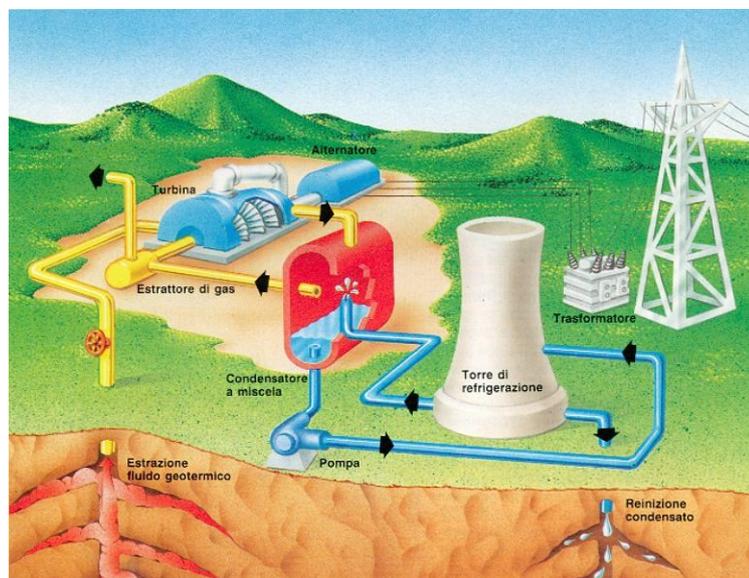
- quattro sistemi indipendenti di refrigerazione d'emergenza, ognuno capace da solo di refrigerare il nocciolo del reattore dopo il suo spegnimento;
- un contenimento metallico attorno al reattore, a tenuta per le eventuali fuoriuscite di materiale radioattivo in caso di incidente con rottura del circuito primario;
- un contenitore (*core catcher*) ed un'area di raffreddamento passivo del materiale fuso, nell'improbabile evento che il nocciolo di combustibile nucleare radioattivo fuso possa fuoriuscire dal recipiente in pressione;
- doppia parete esterna in calcestruzzo armato, con uno spessore totale di 2,6 metri, progettata per resistere all'impatto diretto di un grosso aereo di linea.

La realizzazione di un'unità EPR richiede un investimento stimato tra i 4 e i 4,5 miliardi di euro; l'intero programma Enel-EdF richiederà un investimento complessivo tra i 16 e i 18 miliardi di euro.

Dal sito acquisti.enel.it è possibile leggere la nota rilasciata con la quale Enel invita le aziende italiane interessate a compilare un form per candidarsi a far parte del progetto EPR in Italia.

La collaborazione con i partner industriali italiani, sulla base di criteri stringenti di sicurezza, qualità e ottimizzazione di tempi e costi, è un fattore chiave per la realizzazione del nuovo programma nucleare, che si apre con la Market Survey, in cui Enel e Edf analizzeranno lo stato dell'arte dell'industria italiana in relazione alla tecnologia elettro-nucleare. «Questa fase durerà circa 6 mesi e riguarderà le principali categorie merceologiche di un impianto EPR, incluse le possibili sub-forniture del sistema nucleare. Per questo motivo chiediamo, in via del tutto preliminare, alle società eventualmente interessate di compilare il modulo RFI (Richiesta di Informazioni) in allegato. Si tratta di un questionario con scopo puramente conoscitivo, per analizzare il settore in vista delle successive fasi di realizzazione del progetto. Enel-Edf analizzeranno le aziende registrate proponendo incontri e/o visite di approfondimento alle imprese con profili idonei. La Market Survey indirizzerà, di fatto, la successiva fase di qualificazione delle imprese, che inizierà progressivamente dal mese di luglio 2010.»

1.3.5. Centrali geotermoelettriche



Le centrali geotermoelettriche sono di fatto centrali termiche che utilizzano come fluido primario per scaldare le caldaie il calore naturale dei vapori geotermici contenuti nel sottosuolo (energia geotermica). Non esiste dunque, in questo tipo di centrali, alcun processo di combustione. Il motivo per cui a profondità crescenti aumenta la temperatura è che il nucleo della terra è sede di continue reazioni nucleari che producono calore (decadimento degli isotopi radioattivi di uranio, torio e potassio). Una parte di questa energia (16 kW/km^2) viene dissipata nello scambio termico con lo spazio. Scavando si incontrano temperature crescenti fino a raggiungere circa $6.000 \text{ }^\circ\text{C}$, temperatura

del nucleo. Il gradiente è inizialmente 1 °C in media ogni 33 metri. Questo significa che per raggiungere temperature di 50 °C bisognerebbe scavare teoricamente fino a 1.000 metri di profondità. In realtà la crosta terrestre in alcuni punti è più sottile (specialmente tra le placche tettoniche), tanto che in alcuni punti già a 1.000 metri di profondità si incontrano temperature sufficienti (>200 °C). La coesistenza di una tale zona con un deposito sotterraneo d'acqua e una situazione geologica di rocce frammentate che lasciano filtrare i fluidi, crea una fonte di vapore che può essere sfruttato per l'azionamento di una turbina. La fonte di calore di queste strutture è il magma che lambisce la parte inferiore delle rocce geotermiche contribuendo a mantenerne il calore. Estrahendo l'acqua si potrebbe ridurre la capacità del pozzo, che viene alimentato da canali sotterranei dipendenti dal sistema idrologico superficiale. Per evitare questo si può reinserire l'acqua da un pozzo separato, anche al fine di smaltire parte dell'acqua estratta e sfruttata dalla turbina.

Le fonti geotermiche si classificano per la temperatura del fluido estratto: ve ne sono a vapore dominante e ad acqua dominante. Una volta estratto il vapore in pressione, questo può essere utilizzato per far girare la turbina direttamente o a valle di uno scambio termico. Questa tecnologia, detta a vapore istantaneo, è adatta a siti con alte temperature e i rendimenti sono dell'ordine del 10-20% in funzione della temperatura del vapore. Nel caso in cui non si abbia un fluido molto caldo è preferibile usare un ciclo di Rankine organico (ORC) per alzare i rendimenti termodinamici: il fluido cede il suo calore in uno scambiatore a fluido organico (isopentano) con temperatura di ebollizione inferiore all'acqua che poi esegue il ciclo in turbina. In questa tecnologia, detta a ciclo binario, il rendimento è dell'ordine del 7-12% in funzione della temperatura.

Le centrali geotermoelettriche possono raggiungere potenze anche rilevanti, di qualche centinaio di MW.

Vantaggi

Una volta costruite le tali centrali sono estremamente pulite in quanto sfruttano un riscaldamento termico del tutto naturale e non hanno, quindi, scorie o residui atmosferici. L'impianto ha costi poco superiori alle tecnologie termoelettriche e il *capacity factor* è alto, il che contribuisce alla sua redditività.

Svantaggi

La costruzione di un impianto geotermico inizia con l'esplorazione del sottosuolo, ossia con lo scavo del pozzo. Dal punto di vista imprenditoriale questa è la fase ad alto rischio, e molto costosa (costo dello scavo 1.000 €/m). Le centrali hanno poi elevati costi di manutenzione dovuti alla composizione delle acque provenienti dal sottosuolo, che sono ricche di sali disciolti e creano depositi ed incrostazioni. Spesso si trovano giacimenti geotermici anche molto grandi, ma a temperatura di 80-90 °C, troppo bassa e non utilizzabile con le tecniche attuali; un possibile sfruttamento di questi giacimenti è per il teleriscaldamento.

Uno dei problemi maggiori di queste centrali è che possono essere costruite solamente in appositi siti con presenza di attività geotermica, siti normalmente abbastanza rari.

Esistono poi controversie relative al pericolo di eruzioni geotermali, riduzioni del livello della falda acquifera e suo inquinamento ma soprattutto all'inquinamento atmosferico da parte di gas (anidride solforosa) e metalli pesanti (arsenico) legate alla presenza di centrali geotermiche soprattutto nella zona del Monte Amiata (Toscana meridionale).

1.3.6. Centrali eoliche



Le centrali eoliche sono centrali che sfruttano la velocità del vento per la produzione di energia elettrica. Il principio di funzionamento è abbastanza semplice, il modulo base di una centrale eolica è il generatore eolico. Questa apparecchiatura è composta da un'elica (o al limite una singola pala) collegata ad un albero alla quale è calettato il generatore di corrente.

L'elica e il generatore sono normalmente posti ad altezze elevate in modo da essere attraversati dai venti, venti che mettendo in rotazione l'elica azionano il generatore che produce così energia.

I generatori eolici possono essere di varie dimensioni ed essere utilizzati sia per un uso domestico rurale o in centrali normalmente composte di numerosi generatori. Le potenze di tali generatori variano dalle centinaia di W alle migliaia di kW.

Vantaggi

Come per le centrali solari quelle eoliche non hanno residui, scorie o altri sottoprodotti. Il vento è gratis, quindi l'unica spesa è l'installazione e la manutenzione. Le centrali eoliche hanno un costo di costruzione abbastanza contenuto, 1.000.000 euro per un aerogeneratore da 1 MW, il quale tende però a lievitare in modo enorme per impianti di dimensioni adeguate alla produzione industriale. A terra occupa meno di 100 metri quadri, quindi non toglie la possibilità di continuare le precedenti attività su quel terreno (es. pastorizia, colture, ecc.)

Svantaggi

Le centrali eoliche per produrre quantità di energia apprezzabili devono essere costituite da un numero consistente di generatori eolici, che devono essere distanziati per poter sfruttare il vento e per evitare un affollamento che sarebbe sgradevole. Inoltre, la disponibilità produttiva è molto bassa (25%) a causa della discontinuità del vento e, dunque, a parità di potenza nominale installata, una centrale eolica produce un quarto di una centrale nucleare ed un terzo di una centrale a gas, richiedendo in compensazione, dunque, un sovradimensionamento ed un sovracosto pari a 4 volte quello nominale per ottenere le stesse prestazioni effettive.

Si possono installare solo dove c'è abbastanza vento e sono degli impianti moderatamente rumorosi; la loro pericolosità per i rapaci, naturalmente attratti dal rumore, è enorme e modificazioni della resistenza aerodinamica dei suoli possono condurre ad alterazioni permanenti della ventosità, con contraccolpi sull'ambiente. Un esempio è il caso di Los Angeles, città la cui attuale bassa ventilazione, e il conseguente permanere dello smog, è probabilmente dovuta all'installazione di grandi impianti eolici nelle gole attraverso le quali il vento arrivava alla città che hanno provocato l'innalzamento delle correnti eoliche e lo scavalcamento della città da parte dei venti.

Possibili miglioramenti

Vi sono nuove tecniche che permettono di installare aerogeneratori anche dove, fino a qualche tempo fa, non era pensabile. Sono state create nuove forme per le pale degli aerogeneratori, per limitare l'ingombro, sono stati creati alberi di trasmissione lenti, in modo da limitare notevolmente l'inquinamento acustico, e vi sono vari incentivi che permettono di ammortizzare il costo nel giro di pochissimi anni.

1.3.7. Centrali solari termiche



Per centrali solari si intendono le centrali solari termiche che sfruttano l'energia solare, da non confondersi con i pannelli fotovoltaici che per rendimento, quantità di energia prodotta e costi non possono ancora essere oggi considerate centrali.

Le centrali solari termiche utilizzano come principio di base quello delle centrali termiche classiche, anche in questo caso la differenza sta nel metodo in cui viene scaldata l'acqua della caldaia.

Normalmente la centrale è formata da una superficie nella quale sono posti centinaia di specchi che concentrano i raggi solari in unico punto centrale (detto fuoco) nel quale si trova la caldaia. Questa, colpita da tutti i raggi deviati dagli specchi, si scalda fino a raggiungere temperature sufficientemente elevate per completare il ciclo del vapore fino alla turbina. In alternativa si possono disporre campi di concentratori parabolici lineari (*parabolic trough*), che riscaldano il fluido all'interno di condotti che percorrono la linea del fuoco.

Vantaggi

Notevoli sono i lati positivi di questa fonte di energia, non ci sono emissioni inquinanti o di gas serra, non è necessario il trasporto di combustibili, non si producono scorie e la centrale non è pericolosa per gli abitanti nei dintorni. Altro vantaggio è che, esclusi i costi di costruzione e manutenzione, si produce energia senza bisogno di materie prime in quanto la luce solare è gratuita.

Svantaggi

Questo tipo di centrali richiedono una superficie di esposizione solare di dimensioni elevate, che aumenta in funzione della potenza che si vuole produrre. Ovviamente producono solo se sottoposte a buon irraggiamento solare, può quindi essere sufficiente una nuvola per interrompere il processo di produzione. Gli impianti più moderni prevedono di stoccare il fluido ad alta temperatura in appositi serbatoi isolati, i quali permettono di far funzionare le turbine non solo durante la notte ma con un'autonomia di alcuni giorni in caso di cattivo tempo. Questi impianti hanno comunque la possibilità di essere alimentati a gas, nel caso le condizioni sfavorevoli perdurino. Le centrali termiche solari hanno potenze minime: i 20 megawatt raggiunti dalle tecnologie solari alla centrale di Priolo bastano ad un paese di 20 mila abitanti, una centrale termoelettrica ordinaria produce tra le 50 e le 200 volte di più. I costi per la messa in esercizio delle centrali solari sono, inoltre, elevatissimi, anche a ragione della necessità di sovradimensionare le strutture produttive in modo enorme per compensare la bassa disponibilità produttiva generata dalla discontinuità dell'irraggiamento, la quale è dovuta al ciclo solare e non può, dunque, essere aggirata ma è destinata ad essere sempre un problema strutturale della tecnologia.

Le centrali solari ad alta temperatura a volume termico, con la sostituzione dell'acqua con miscele di sali fusi altobollenti proposte in Italia dal premio Nobel Carlo Rubbia, rappresentano le fonti da questo tipo di energia con la maggiore convenienza prospettata attualmente in sperimentazione. La Spagna ha accolto Rubbia, dopo che lo stesso è stato allontanato nel 2005 dalla guida di ENEA, ed ha lanciato anch'essa la sperimentazione di centrali simili a quelle progettate per l'Italia. Nel 2006 Rubbia è tornato in Italia perché Enel ed Enea hanno firmato, alla presenza del ministro dell'Ambiente, il protocollo di intesa per la realizzazione del progetto "Archimede", il primo impianto solare termodinamico italiano ed il primo al mondo ad essere integrato con una centrale a ciclo combinato a gas.

Possibili miglioramenti

In queste centrali spesso durante l'anno non si raggiungono le temperature di 110 °C richieste (per poter far evaporare l'acqua). Perciò, nei periodi in cui non vi è una sufficiente insolazione, una buona soluzione sarebbe quella di utilizzare il calore per produrre semplice acqua calda a 90 °C che, tramite una rete di teleriscaldamento, può essere utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria, per alimentare le caldaie a scambiatore di calore ed i gruppi frigoriferi ad assorbimento.

1.3.8. Centrali fotovoltaiche



Le centrali basate su pannelli fotovoltaici convertono direttamente l'energia solare in corrente elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico. Senza azioni termodinamiche né chimiche il fotone stesso mette in circolo l'elettrone che trasporta l'energia. Non vi sono parti in movimento, né particolari manutenzioni da eseguire. Per la sua immediatezza, disponibilità e prevedibilità della radiazione solare, questa tecnologia è molto apprezzata dai tecnici che prevedono grandi potenziali di sviluppo.

Attualmente, un'installazione fotovoltaica è conveniente per utenze private o piccole aziende, che, in questo modo, possono rivendere energia all'azienda elettrica e ridurre il costo energetico; negli ultimi anni, le nuove celle fotovoltaiche basate sul silicio amorfo (o polisilicio) hanno drasticamente ridotto il prezzo dei pannelli, rendendo maggiormente conveniente l'investimento iniziale.

Vantaggi

Questo tipo di centrali richiede una bassa manutenzione dato che non sono dotate di complessi impianti ma solamente dei pannelli fotovoltaici che vanno periodicamente puliti ed orientati in direzione del sole. Rappresenta, inoltre, una fonte di energia "pulita", dato che non produce alcun tipo di emissione o impatto ambientale, esclusi quelli necessari alla realizzazione dell'impianto stesso di produzione.

Svantaggi

Il principale svantaggio degli impianti fotovoltaici è dovuto alla bassa efficienza dei pannelli (al massimo 25% in laboratorio, 14-16% in condizioni operative) ed all'elevato costo dei suddetti pannelli che rende ancora totalmente antieconomica la realizzazione di centrali fotovoltaiche. Inoltre, si presenta lo stesso svantaggio strutturale già visto per le centrali eoliche: a causa della bassissima disponibilità produttiva (11%), causata a sua volta dalla variabilità nel tempo dell'irraggiamento solare, le centrali solari possono produrre, a parità di potenza nominale installata, solo poco più di un decimo di quanto, con la stessa potenza nominale, sono in grado di generare centrali nucleari, a carbone o a gas, e dunque richiedono, per poter essere sfruttate, un sovradimensionamento originario e strutturale che ne moltiplica di un ordine di grandezza i costi.

Capitolo 2

Impiego dei generatori sincroni nelle energie rinnovabili

2.1. Stazioni idroelettriche

L'energia idroelettrica viene ricavata dal corso di fiumi e di laghi grazie alla creazione di dighe e di condotte forzate: si sfrutta l'energia potenziale gravitazionale posseduta da masse d'acqua in quota, trasformandola in energia cinetica nel superamento di un dislivello e convertita infine, grazie ad un alternatore accoppiato ad una turbina, in energia elettrica.

Un impianto idroelettrico è costituito da componenti civili, idraulici ed elettromeccanici, in dettaglio:

- Opere di presa la cui configurazione dipende dalla tipologia del corso d'acqua intercettato e dall'orografia della zona;
- Opere di filtraggio finalizzate all'eliminazione dall'acqua di grossi corpi sospesi e le cui tipologie – compresa la possibilità o meno di automazione – dipendono dalla portata derivata e dall'entità dei solidi trasportati dal flusso idrico;
- Opere di convogliamento delle acque costituite da canali o condotte forzate in funzione dell'orografia e conseguentemente alla tipologia di impianto, a basso o alto salto;
- Edificio di centrale contenente le opere elettromeccaniche: gruppo turbina-alternatore, trasformatore, contatori, quadri elettrici e sistemi di controllo;
- Opere di restituzione delle acque nel corso d'acqua principale.

La potenza ottenibile da una turbina idraulica è espressa dalla seguente equazione:

$$P = \eta g Q H$$

dove:

P = potenza espressa in kW

η = rendimento globale dell'impianto (*)

g = accelerazione di gravità espressa in m/s^2 (pari a $9,8 m/s^2$)

Q = portata d'acqua espressa in m^3/s

H = salto o dislivello espresso in m

(*) Per rendimento globale dell'impianto si intende la percentuale di potenza che può essere effettivamente ottenuta rispetto al potenziale tecnico, per tenere conto delle inevitabili perdite di trasformazione; esso è il risultato del prodotto di almeno quattro rendimenti parziali:

- Rendimento idraulico;
- Rendimento volumetrico della turbina;
- Rendimento meccanico del gruppo turbina-generatore;
- Rendimento elettrico del generatore;
- Rendimento del trasformatore.

La classificazione principale che viene fatta è quella tra “centrali a bacino” o “a salto” e “centrali ad acqua fluente”; nelle prime si sfruttano grandi altezze di caduta disponibili nelle regioni montane, mentre nelle seconde si utilizzano grandi masse di acqua fluviale che superano piccoli dislivelli; per far questo però il fiume deve avere una portata considerevole e un regime costante.

La velocità impressa dall'acqua alle turbine viene generata attraverso una differenza di quota, detta “salto”, che si traduce in pressione idrodinamica alla quota in cui sono posizionate le turbine. In genere viene creato un lago artificiale per mezzo dello sbarramento di una gola fluviale con una diga. Da questo bacino l'acqua viene convogliata in una condotta forzata fino alle turbine, alle cui pale trasferisce l'energia cinetica.

Tra il lago a monte e la turbina si inserisce un pozzo piezometrico che smorza le enormi sovrappressioni che si generano quando la turbina viene fermata. In questo modo si evitano gli effetti dirompenti del colpo d'ariete.

Le centrali idroelettriche hanno la peculiarità di poter essere attivate e disattivate in pochi minuti con l'immediata apertura delle saracinesche idrauliche, dando quindi la possibilità di coprire facilmente gli improvvisi picchi di richiesta che si possono verificare. Al contrario, gran parte delle centrali termoelettriche e nucleari hanno tempi di attivazione più lunghi, necessari per il riscaldamento dell'acqua e sono pertanto una tipologia di impianti di tipo “sempre acceso” (o “di base”).

Per permettere di immagazzinare energia e di averla a disposizione nel momento di maggiore richiesta sono state messe a punto centrali idroelettriche di generazione e di pompaggio. Queste centrali sono dotate di un bacino di raccolta anche a valle: l'acqua che ha generato energia elettrica durante il giorno passando nelle turbine può essere riportata dal bacino di valle al bacino di monte durante le ore di minor richiesta di energia (ad esempio di notte), mediante pompaggio, utilizzando per questa operazione l'energia elettrica in eccesso (e a basso costo) prodotta dalle centrali di tipo “sempre acceso” e non diversamente accumulabile. In altre parole il bacino di monte viene “ricaricato” durante la notte e le masse d'acqua riportate a monte possono quindi essere riutilizzate nelle ore di maggiore richiesta energetica.

Le centrali di questo tipo sono dette “impianti ad accumulazione”. In essi si realizzano gruppi ternari di macchine, ossia la turbina, la pompa e il macchinario elettrico che, essendo reversibile, funziona all’occorrenza da generatore o da motore. Nel caso l’impianto sia dotato esclusivamente di un bacino di monte e un bacino di valle, senza dunque una componente “fluente”, la centrale viene detta centrale idroelettrica a ciclo chiuso o anche stazione di pompaggio. In taluni impianti è altresì possibile sfruttare la reversibilità di talune turbine, come ad esempio la Turbina Francis, che nel suo funzionamento inverso funziona da pompa, riducendo i costi di impianto e di manutenzione, a fronte di una accettabile perdita di rendimento.

L’energia prodotta dalle centrali idroelettriche è da classificarsi a tutti gli effetti come energia pulita (non vi sono emissioni) e rinnovabile in quanto, almeno in teoria, l’acqua può essere riutilizzata infinite volte per lo stesso scopo senza depauperamento. Il concetto di rinnovabilità è subordinato alla costanza del volume annuo degli afflussi integrali.

Un problema connesso alle centrali idroelettriche è il progressivo interrimento cui inevitabilmente vanno incontro, nel tempo, i bacini di accumulo. Per evitare ciò, questi devono essere periodicamente dragati.

Problemi ambientali possono essere costituiti dal fatto che gli sbarramenti (dighe) bloccano il trasporto solido dei fiumi (sabbie e ghiaie) alterando l’equilibrio tra l’apporto solido e l’attività erosiva nel corso d’acqua a valle (erosione del letto del fiume e, talvolta, “taglio dei meandri” per la maggiore velocità) fino al mare dove, per il diminuito o nullo apporto solido si assiste al fenomeno dell’erosione delle coste. Grandi bacini idroelettrici inoltre possono in alcuni casi avere impatti ambientali e socio-economici di diversa entità o gravità sulle zone circostanti (modifica del paesaggio e distruzione di habitat naturali, spostamenti di popolazione, perdita di aree agricole, ecc.) e lo studio di fattibilità deve essere particolarmente accurato soprattutto per quanto concerne l’analisi puntuale della geologia dei versanti e delle “spalle” su cui si attesta la diga non tralasciando alcun particolare. Soltanto in questo modo si possono evitare tragedie quali quella che nell’autunno del 1963 sconvolse la valle del Vajont (cancellando la cittadina di Longarone e d’altri due centri del fondovalle con 1970 vittime), oppure lo sconvolgimento dell’ecosistema della zona con enormi danni ambientali, come è successo ad esempio con la grande diga di Assuan in Egitto.³

Uno dei problemi principali rimane quello della variazione quantitativa e qualitativa dell’acqua lungo il suo corso. Una prescrizione nazionale, utile in linea di principio al mantenimento di valori ambientali accettabili lungo il corso d’acqua, è quella del Deflusso Minimo Vitale (DMV). Con esso si intende la quota minima di acqua che occorre garantire nel corso d’acqua a valle di una presa perché il fiume rimanga vivo e mantenga una continuità tale da sostenere flora e fauna. A livello italiano non esiste ancora un riferimento normativo che lo quantifichi, ma molte regioni italiane ed Autorità di Bacino hanno legiferato in tal senso. Ad esempio la delibera del comitato istituzionale 121/2002

³ La diga di Assuan è un'opera immensa, è lunga 3.600 metri e larga 980 metri alla base e 40 sulla sommità, per un'altezza di 111 metri, il volume è di 43 milioni di metri cubi. Le chiuse se aperte al massimo possono far uscire fino a 11.000 metri cubi di acqua al secondo. Il lago artificiale che ha formato, il Lago Nasser ha una superficie di circa 6.000 chilometri quadrati, è lungo 480 km e largo fino a 16 km e contiene tra i 150 e i 165 km cubi di acqua. Più di 90.000 persone dovettero lasciare le loro abitazioni per non essere sommerse dal lago. La diga ha 12 generatori di corrente ciascuno di 175 megawatt e produce energia per più di 2 gigawatt. Riesce a generare più della metà dell'energia elettrica necessaria all'Egitto e negli anni Settanta permise a quasi tutti gli egiziani di avere per la prima volta una connessione elettrica.

Le conseguenze ambientali sono state numerose: sedimentazione eccessiva nelle acque a monte della diga, erosione di quelle a valle, scomparsa di specie che migravano lungo il corso del Nilo, distruzione e aumento della salinità dei delta (con la diminuzione della forza del Nilo, le acque salate del Mediterraneo sono avanzate lungo il fiume), diminuzione della produttività della pesca lungo il fiume, diminuzione della fertilità dei terreni a valle della diga perché senza inondazioni il limo non raggiunge il suolo, migrazione di animali marini dal fiume a causa dell'aumento della salinità, aumento del livello delle acque freatiche nei campi vicini al fiume con conseguente ristagno idrico (che a sua volta provoca la diffusione di patogeni fungini), inquinamento del fiume dovuto a fertilizzanti e pesticidi. Per le popolazioni c'è stato un aumento di rischi sanitari visto che i canali di irrigazione e le rive del lago Nasser sono l'habitat ideale di animali che trasmettono malattie come la zanzara Anopheles che trasmette la malaria e alcune lumache che diffondono il parassita della bilharziosi.

dell'Autorità di Bacino Pilota del fiume Serchio, definisce i criteri per la definizione del Deflusso Minimo Vitale nel bacino del fiume citato. [21]

2.1.1. Stato della ricerca

La tecnologia degli impianti idroelettrici ha avuto un notevole impulso nei primi venti/trenta anni del secolo scorso, allorché sono state costruite le prime centrali idroelettriche di medie e grandi dimensioni.

Allo stato attuale la ricerca viene concentrata sulla possibilità di sfruttamento di risorse idriche non sfruttate nel recente passato ma di grande interesse attuale, come i corsi d'acqua minori o gli acquedotti montani. Infatti dal 1963, anni in cui la produzione di energia elettrica in Italia è stata monopolizzata, le centrali idroelettriche minori sono state mano a mano dismesse a vantaggio delle grandi centrali idroelettriche esistenti, per scarsa economicità di scala ed eccessivi costi di gestione. La liberalizzazione del mercato, iniziata nel 1999 con la legge Bersani, ha determinato una controtendenza, facendo sì che negli ultimi anni il settore di punta dell'idroelettrico fosse l'idroelettrico minore, anche per il suo limitato e notevolmente ridotto impatto sull'ambiente rispetto alla realizzazione delle grandi centrali idroelettriche. Infatti mentre un grande impianto idroelettrico convenzionale richiede che estese superfici siano sommerse, con notevoli costi ambientali e sociali, un piccolo impianto idroelettrico (fino a potenze di 10 MW) si integra facilmente nell'ecosistema locale se ben progettato. [22]

Mini-idraulica è il termine con cui la UNIDO (*Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale*) indica le centrali idroelettriche di potenza inferiore a 10 MW. All'interno della mini-idraulica vale la seguente classificazione:

Tabella 1: Classificazione delle centrali idroelettriche [23]

pico centrali	P < 5 kW
micro centrali	P < 100 kW
mini centrali	P < 1.000 kW
piccole centrali	P < 10.000 kW

L'interesse per i siti idroelettrici minori ha fatto sì che i produttori del settore idroelettrico abbiano intrapreso una serie di iniziative imprenditoriali, quali:

- Collaborazioni con università per la ricerca di nuove risorse idriche idonee;
- Riattivazione di vecchie centrali minori abbandonate diversi anni fa;
- Sfruttamento ai fini idroelettrici degli acquedotti montani.

Questo ultimo aspetto, ossia la realizzazione di centrali idroelettriche su acquedotto, ha avuto negli ultimi anni un notevole impulso in quanto permette di sfruttare l'energia potenziale contenuta negli acquedotti che viene normalmente dissipata mediante dissipatori meccanici.

L'idea è quella di sostituire il dissipatore della pressione dell'acqua in condotta con una turbina idraulica (installata in un by-pass della condotta stessa) in modo da trasformare l'energia potenziale dell'acqua in energia elettrica. I vantaggi principali di questo tipo di tecnologia sono:

- Drastica riduzione delle opere civili necessarie per la centrale;
- Regime di portate molto più stabile e controllato durante l'anno;
- Condizioni di flusso perennemente controllate e monitorate;
- Assenza di residui solidi o detriti di qualsiasi tipo nell'acqua turbinata;
- Facilità di manutenzione e di esercizio;
- Costi di installazione notevolmente ridotti.

In Italia nel 2008 sono stati censiti 2.184 impianti idroelettrici da fonte di energia rinnovabile, escludendo cioè gli impianti di pompaggio puro e misto, per una potenza efficiente lorda di 17.623 MW. [24]

Tabella 2.2: Impianti idroelettrici italiani da fonte rinnovabile, dicembre 2008

Classi di potenza	N°	MW
Mini (0 – 1 MW)	1.223	450
Piccole (1 – 10 MW)	665	2.156
Grandi (> 10 MW)	296	15.018
Totale	2.184	17.623

La direttiva 2001/77/CE, sulla “promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mercato interno dell’elettricità”, prevede che gli stati membri fissino, ogni 5 anni, un obiettivo di consumo di elettricità prodotta da FER previsto per i successivi 10 anni, espresso in termini di rapporto fra la produzione da FER e il consumo energetico lordo. Per quanto concerne l’Italia, è stato proposto un valore pari al 25% da raggiungere al 2010, accanto al valore del 22% indicato come più realistico nell’ipotesi di un consumo interno lordo al 2010 pari a 340 TWh. [25]

Il “Libro Bianco per la valorizzazione delle fonti rinnovabili” (1999) indica una stima della percentuale di produzione idroelettrica rispetto a quella complessiva da FER per gli anni 2008-2012 pari al 62%. Secondo questa prospettiva, l’obiettivo di produzione previsto dalla 2001/77/CE, pari per l’idroelettrico a 47.100 GWh (62% di 74.800 GWh), sarebbe raggiungibile con un aumento del 10% circa in cinque anni della produzione idroelettrica del 2005 [26]. In ragione delle considerazioni appena esposte, appare importante valutare le potenzialità di incremento della produzione idroelettrica italiana. Alcuni studi condotti in questi anni hanno portato a delle stime più precise delle potenzialità residue. Ad esempio nell’ambito del progetto a livello europeo BlueAGE (1999-2000, programma Altener) [27] sono stati analizzati i dati relativi al potenziale tecnico in relazione ai vincoli ambientali ed economici dei singoli stati. La tabella sottostante riassume i risultati ottenuti.

Tabella 2.3: Potenzialità di incremento degli impianti idroelettrici in Europa, progetto BlueAge, anno 2000

Stati	SHP 1999			Potenziale solo con restrizioni tecniche				Potenziale con restrizioni economiche ed ambientali			
				miglioramento		nuovi SHP		miglioramento		nuovi SHP	
	numero	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Austria	1110	848	4246	212	1062	1272	6396	127	637	967	4840
Belgio	39	95	385	13	100	38	229	5	36	26	156
Danimarca	38	11	30	0	0	0	0	-	-	-	-
Finlandia	225	320	1280	42	150	150	600	32	130	100	400
Francia	1700	1977	7100	300	1200	1500	6000	300	1200	1000	4000
Germania	5625	1502	6253	350	1300	1100	4000	210	800	240	900
Grecia	17	48	160	3	8	200	1300	2	5	100	600
Irlanda	44	32	120	20	90	76	360	5	20	36	165
Italia	1668	2209	8320	700	2500	1300	4800	140	500	500	1850
Lussemburgo	29	39	195								
Olanda	-	-	-							19	95
Portogallo	60	280	1100	20	60	610	2400	20	60	470	1850
Spagna	1056	1548	5390	100	350	2419	7800	100	350	1000	3224
Svezia	1615	1050	4600	300	1200	700	3000	150	700	300	1200
UK	126	160	840	20	80	250	1200	20	80	70	365
totale	10118	40019	13352	2080	8100	9615	38058	1111	4518	4828	19645

Si tratta però di studi che non possono tenere conto di tutti i vincoli e le caratteristiche di specificità dei singoli paesi e delle situazioni locali. Si possono pertanto fare alcune considerazioni che riguardano specificamente la realtà italiana. Per quanto riguarda gli impianti attualmente operativi, con l'approvazione dei Piani di Tutela delle Acque (PTA) da parte delle Regioni e la progressiva applicazione del Deflusso Minimo Vitale (DMV), si prevede una riduzione considerevole della produzione, dovuta sia alla minore portata disponibile, che alla riduzione dell'efficienza delle macchine⁴.

Esistono alcune stime relative alla perdita di producibilità, sintetizzate in breve nella tabella 2.4.

Tabella 2.4: Inefficienza stimata di alcuni impianti idroelettrici italiani

FONTE	MANCATA PRODUZIONE STIMATA
Autorità di Bacino del Fiume Po (nell'ambito del P.S. 2.5)	6,5% (Lombardia)
De Paoli e Lorenzoni (1999)	7%-10% (Italia)
Enel	10-12% (Italia)

D'altra parte, invece, un aumento della potenza efficiente, e quindi della produzione, si potrà determinare a seguito di interventi di ripotenziamento (repowering) e di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti. Il parco impianti italiano, infatti, è piuttosto datato, il che offre notevoli margini di miglioramento in questo senso. Secondo alcune stime tali interventi di ammodernamento potrebbero riuscire a compensare le perdite di produzione dovute al rilascio del DMV e in questo senso un sistema di sostegno che incentivi questo tipo di interventi, come quello attuale dei Certificati Verdi, può sicuramente promuovere il rinnovo del parco impianti.

Per quanto concerne poi le potenzialità di sviluppo connesse all'installazione di nuove stazioni idroelettriche, attualmente si ritiene che lo sviluppo del settore riguarderà prevalentemente impianti di piccola taglia della tipologia ad acqua fluente. Gli obiettivi di qualità fissati dalla Direttiva sulle Acque (Dir. 2000/60/CE), la crescente scarsità della risorsa acqua e la necessità di condividerla con molte altre tipologie di utenti stanno orientando gli sviluppi della tecnologia verso modelli ad impatto ambientale sempre minore e che permettano di soddisfare contemporaneamente diverse necessità di utilizzo dell'acqua. A queste istanze politiche, ambientali e sociali rispondono alcune particolari tipologie di impianto:

- Impianti su canale: sfruttano la rete idrica artificiale di pianura, gestita dai consorzi di bonifica e irrigazione; si tratta in genere di piccoli impianti ad acqua fluente a basso salto, ma possono essere anche a deflusso regolato.

⁴ Quando una macchina lavora su portate molto differenti da quelle per cui è stata progettata perde molto in efficienza.

- Impianti su acquedotto: sfruttano le potenzialità energetiche insite nei dislivelli di quota soprattutto degli acquedotti montani. Consistono nell'installazione, all'interno del sistema di condotte idrauliche, di una piccola turbina che permette il recupero di una certa quantità di energia, che altrimenti verrebbe dissipata meccanicamente per evitare il generarsi di pressioni troppo elevate al momento della distribuzione dell'acqua nelle abitazioni.
- Impianti sul DMV: sfruttano le portate rilasciate per il rispetto della normativa sul Deflusso Minimo Vitale (DMV). Gli impianti idroelettrici sono infatti obbligati a garantire un certo deflusso di acqua che in molti casi, prima della reimmissione nel corpo idrico, può essere ulteriormente turbinata in un piccolo impianto posto a valle dell'impianto principale. Uno spettacolare esempio di questa applicazione si ha sulla diga di S. Giustina (Edison) in Trentino.

Questo tipo di interventi è assai interessante anche per i costi limitati, dal momento che la maggior parte delle opere civili (canali, condotte, opere di regolazione dei flussi) sono già esistenti.

2.1.2. Normative

Il gestore di un impianto idroelettrico deve corrispondere un'imposta agli enti pubblici locali (comuni, province e regioni interessate), i cosiddetti canoni idrici, per la concessione e lo sfruttamento di acque pubbliche con lo scopo di produzione di energia elettrica. I canoni idrici sono di tre tipi:

- **Canone Idrico di concessione** (pagato da tutti gli impianti)
In base al Testo Unico sulle Acque (Regio Decreto n.1775 del 11 dicembre 1933) è vietato derivare o utilizzare acqua pubblica senza l'autorizzazione dell'autorità competente (provincia, regione), che garantisce la concessione per motivi di pubblico interesse. Il gestore di un impianto idroelettrico deve corrispondere la quota di concessione in base alla potenza nominale media annua dell'impianto, in base alla cifra stabilita dalla legge.
- **Sovracanone per gli Enti Rivaschi** (pagato dagli impianti di potenza nominale media superiore a 220 kW)

Per Ente Rivasco si intende il comune in cui "il territorio si affaccia sul tratto di corso d'acqua sotteso dalla derivazione a partire dal punto ove ha termine il rigurgito dell'opera di presa fino al punto di restituzione", ovvero tutti i comuni in cui si trova un'opera idraulica come opera di presa, diga, condotta forzata, centrale idroelettrica. Il gestore dell'impianto deve corrispondere ai comuni e alle province interessate una quota stabilita dalla legge; la suddivisione comune per comune si basa principalmente sulla distribuzione delle opere idrauliche presenti sui vari comuni interessati dall'impianto. La norma non stabilisce in modo chiaro la suddivisione degli introiti tra gli enti, normalmente le quote vanno per il 75-85% ai comuni e per il 15-25% alle province.

- **Sovracanone per Bacini Imbriferi Montani (BIM)** (pagato dagli impianti di potenza nominale media superiore a 220 kW)

Il concetto di Bacino Imbrifero Montano venne introdotto con la Legge n.959 del 27 dicembre 1953 e si intende “il territorio delimitato da una cintura montuosa o collinare che funge da spartiacque, ubicato al di sopra di una certa quota assoluta stabilita bacino per bacino”, significa che tutte le acque presenti nel bacino imbrifero vengono convogliate a fondovalle nel corso d’acqua principale. I comuni facenti parte di un BIM possono decidere se far parte di un consorzio oppure restarne fuori; il consorzio rende più organica la gestione degli introiti ricavati dai BIM, anche se la tendenza attuale è quella di suddividere le entrate comune per comune. Per i comuni che non fanno parte di consorzi gli introiti vengono suddivisi in base all’interessamento territoriale delle opere (quante ce ne sono e quanto influiscono) e in proporzione alla superficie e alla popolazione; attualmente le comunità montane possono coordinare la distribuzione dei proventi BIM tra i vari comuni interessati.

La fonte energetica idroelettrica è considerata, come ogni altre fonte rinnovabile, all’interno del Decreto Bersani e più specificatamente è normata a livello tariffario dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas.

L’idroelettrico di piccola taglia è oggetto di normative ad hoc. L’AEEG (*Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas*) ha infatti più volte ribadito che l’energia prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW costituisce una forma di energia di significativo valore sotto il profilo della tutela dell’ambiente “poiché tale energia sostituisce in generale quella prodotta a mezzo di altre fonti con maggior impatto negativo sull’ecosistema e contribuisce a ridurre il carico sulla rete elettrica nazionale, contenendo le perdite di trasmissione, trasformazione e distribuzione”.

La Delibera dell’AEEG n. 62/02 sostitutiva della precedente 82/99, contiene la determinazione dei prezzi di cessione dell’energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW (esenti da altre forme di incentivazione), siano essi ad acqua fluente o in grado di modulare, anche solo parzialmente, tra ore piene ed ore vuote.

I prezzi, fissati per i diversi scaglioni di quantità di energia prodotta nel corso dell’anno solare, sono appositamente incentivanti così da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività, e sono corrisposti attraverso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico.

Per l’idroelettrica di potenza inferiore a 3 MW vigono quindi prezzi particolarmente favorevoli ed incoraggianti alla produzione e vendita di energia. Ulteriori strumenti incentivanti sono i Certificati Verdi, previsti dal Decreto Bersani, e i Certificati RECS (sistema volontario di certificazione a livello europeo).

2.1.2.1. Certificati Verdi

I Certificati Verdi sono un meccanismo di incentivazione alle fonti rinnovabili basato su di una logica di mercato. Si tratta di certificati che corrispondono ad una certa quantità di emissioni di CO₂: se un impianto produce energia emettendo meno CO₂ di quanto avrebbe fatto un impianto alimentato con fonti fossili (petrolio, gas naturale, carbone ecc.) perché “da fonti rinnovabili”, il gestore ottiene un’incentivazione.

Secondo quanto disposto dalla legge 244/07, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi dodici anni di esercizio. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio.

Il CV è emesso dal GSE (*Gestore dei Servizi Energetici*) su comunicazione del produttore, previa qualifica come I.A.F.R. (*Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile*), e riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell’anno precedente o la producibilità attesa nell’anno in corso o nell’anno successivo e rappresenta 1 MWh di energia elettrica.

Per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 di potenza nominale media annua superiore a 1 MW e a 0,2 MW per gli impianti eolici, il GSE rilascia i CV per 15 anni, moltiplicando l’energia netta riconosciuta all’intervento effettuato per le costanti, differenziate per fonte, della Tabella contenuta nell’articolo 2, comma 144, della Legge Finanziaria 2008.

Tale tabella è stata aggiornata dalla Legge 23/07/2009 n.99 come sotto riportato:

Tabella 2.5: Coefficienti per il calcolo dei Certificati Verdi secondo la legge 23/07/2009 n.99

	Fonte	Coefficiente
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 KW	1,00
1 bis	Eolica offshore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

A seguito dell’entrata in vigore del Decreto 18/12/2008 il GSE provvede, per gli impianti IAFR aventi diritto, a effettuare i conguagli, ovvero a emettere i certificati verdi aggiuntivi, in applicazione dei coefficienti moltiplicativi indicati nella tabella di cui sopra.

Il Decreto legislativo 79/99, art. 11, prevede inoltre che, dal 2002, produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili hanno l’obbligo di immettere ogni anno in rete una quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale quota è pari al 2%

dell'energia elettrica prodotta o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno.

L'obbligo può essere soddisfatto anche attraverso l'acquisto di CV relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili effettuata da altri soggetti.

A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dello 0,75% annuo.

Il GME (*Gestore dei Mercati Energetici*) organizza e gestisce il mercato dei CV. Possono partecipare, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e le formazioni associative (associazioni di consumatori e utenti, ambientaliste, sindacati) previa domanda al GME e ottenimento della qualifica di operatore di mercato.

Il mercato dei certificati verdi organizzato dal GME garantisce:

- Liquidità: il GSE, ai sensi dell'articolo 9 del D.M. 24 ottobre 2005, offrirà i certificati verdi emessi a proprio favore sul mercato organizzato dal GME;
- Trasparenza: i prezzi che si formeranno sul mercato saranno pubblici e accessibili a tutti;
- Sicurezza: il GME opera sul mercato in qualità di controparte centrale e garantisce il buon fine delle operazioni.

Le sessioni si svolgono usualmente con cadenza settimanale, attraverso negoziazione continua.

2.1.2.2. Certificati R.E.C.S.

I Certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*) rappresentano un sistema affidabile ed economico per promuovere l'energia rinnovabile a livello internazionale. [28]

Si tratta di un sistema volontario di certificazione a livello europeo, che permette di creare un mercato di titoli: una volta commercializzati essi possono essere utilizzati separatamente dall'energia fisica associata.

Del valore di 1 MWh l'uno i RECS possono essere utilizzati all'interno di programmi di sostegno da parte di Governi o Autorità, in programmi volontari di energia verde e in *label* di energia verde, dando al cliente la garanzia che la quantità di elettricità consumata trova corrispondenza in una uguale quantità di energia generata da FER (*Fonte di Energia Rinnovabile*) come definita dalla direttiva comunitaria 2009/28. L'utilizzatore del certificato (utente finale) mediante il suo acquisto e successivo annullamento (ritiro del certificato dal mercato), anche separatamente dall'erogazione fisica dell'elettricità, testimonia il suo impegno a favore dell'ambiente rendendosi disponibile a corrispondere un delta positivo rispetto al prezzo dell'elettricità da fonte convenzionale.

I player principali di questo schema di certificazione sono due associazioni internazionali: RECS International e AIB (*Association of Issuing Bodies*). La prima delle due vede l'adesione degli operatori di mercato (produttori o trader) che in questo modo possono partecipare allo scambio dei titoli; l'AIB

invece ha quali membri le società che, in ambito nazionale, sono responsabili delle verifiche sugli impianti di generazione e del rilascio dei certificati RECS.

Le modalità e i requisiti generali della certificazione sono compresi nella regolamentazione dell'AIB "Principles and Rules of Operation of the European Energy Certificate System (EECS)" meglio nota come *Basic Commitment*. Ogni paese, poi, in relazione alle specifiche esigenze dettate dalla normativa nazionale di settore, rende operative le regole associative al suo interno con l'adozione del *Domain Protocol* in cui sono individuate le peculiarità nazionali.

L'Italia è tra i fondatori della certificazione RECS. Nel corso degli anni c'è stato un coinvolgimento sempre maggiore degli operatori di mercato. Per l'anno 2010, partecipano al sistema RECS 46 società. Il GSE è per il nostro paese l'organismo preposto al rilascio di questa certificazione e in qualità di *Issuing Body* (IB) partecipa all'associazione internazionale AIB (*Association of Issuing Bodies*) insieme a Transmission System Operator, Autorità di Regolazione e società specializzate in campo ambientale.

2.1.2.3. Garanzia d'Origine

La Garanzia di Origine attesta la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, come definita dal Dlgs 387/03, è una certificazione a carattere volontario che non comporta incentivi.

Il GSE rilascia la Garanzia di Origine (GO) "previa identificazione tecnica degli impianti" come specificato dal decreto MAP 24/10/2005 "Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79".

A tal fine il GSE ha predisposto una Procedura Tecnica approvata, ai sensi dell'articolo 11 comma 1 del DM 24/10/2005, dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con Decreto del 21/12/2007 (G.U. n.16 del 19/01/2008, supplemento ordinario n.17).

Una volta ottenuta l'identificazione tecnica dell'impianto (IRGO) gli Operatori possono chiedere annualmente al GSE il rilascio della GO dell'energia elettrica prodotta.

Non si esclude che in futuro ci possa essere un mercato anche di questi titoli.

2.1.3. Impiantistica e tecnologia

In linea generale i microimpianti idroelettrici possono essere a bassa od alta prevalenza, possono funzionare ad acqua fluente o a deflusso regolato ed infine possono essere impiantati direttamente sul corso d'acqua o posti su opportune opere di derivazione del flusso.

La turbina idraulica è una macchina motrice che consente di trasformare l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica. Essa si compone di:

- Organo fisso (**distributore**) con la funzione meccanica di indirizzo e regolazione della portata in arrivo alla girante e la funzione idraulica di trasformazione dell'energia potenziale dell'acqua in energia cinetica.
- Organo mobile (**girante**) messo in movimento dall'acqua in uscita dal distributore con la funzione di comunicare energia meccanica all'albero su cui è montata.

In rapporto alle caratteristiche dinamiche le turbine possono essere classificate in:

- **Turbine ad azione:** l'energia potenziale si trasforma totalmente in energia cinetica in un ugello che provoca un restringimento rispetto al diametro della condotta forzata e proietta la vena liquida ad alta velocità contro le pale, montate sulla periferia della girante. Lungo tutto il percorso attraverso la girante il fluido si trova a pressione atmosferica. L'acqua, dopo aver colpito le pale, cade nel canale di scarico con una piccola energia residua, per cui la cassa della turbina può essere leggera e ha solo lo scopo di evitare danneggiamenti e la fuoriuscita dell'acqua. Le turbine ad azione adottate nella pratica costruttiva sono le **Pelton**, le **Turgo** e le **Banki-Michell**.
- **Turbine a reazione:** l'energia dell'acqua in uscita dal distributore è parzialmente cinetica e parzialmente di pressione, la trasformazione da potenziale a cinetica che avviene nel distributore non è completa: l'acqua ne esce con una velocità minore rispetto alle turbine ad azione, ma dotata di una pressione non nulla. La cassa della turbina deve essere abbastanza robusta, poiché la ruota è completamente sommersa e sottoposta alla pressione di monte dell'acqua. Le turbine a reazione lavorano completamente immerse in acqua e sono dotate nella loro parte terminale di un diffusore. Esistono numerose tipologie riconducibili a **Francis** e **ad elica** (tra cui turbine **Kaplan**).

Il tipo, la geometria e le dimensioni di una turbina sono condizionati essenzialmente dai seguenti parametri:

- Salto netto;
- Portata da turbinare;
- Velocità di rotazione;
- Problemi di cavitazione;
- Velocità di fuga;
- Costo.

Il salto netto è pari al salto lordo tolte le perdite di carico lungo il percorso idraulico. Il salto lordo è la distanza verticale tra il livello del pelo dell'acqua alla presa e quello nel canale di scarico - nelle turbine a reazione - oppure tra il livello del pelo dell'acqua alla presa e quello dell'asse dei getti - nelle turbine ad azione.

Nella tabella 2.6 sono specificati, per ogni tipo di turbina, gli ambiti di salto netto entro i quali può lavorare.

Si osserva che ci sono evidenti sovrapposizioni, di modo che per un determinato valore del salto possono adottarsi diversi tipi di turbina.

Tabella 2.6: Campo dei salti di funzionamento delle turbine per idroelettrico

Tipo di turbine	Campo dei salti
Pelton	$50 < H < 1300$
Turgo	$50 < H < 250$
Francis	$10 < H < 350$
Michell-Banki	$3 < H < 200$
Kaplan e elica	$2 < H < 20$

La scelta della turbina idonea avviene per mezzo di nomogrammi nei quali l'immissione dei dati di progetto (salto e portata d'acqua disponibili) consente di estrapolare la tipologia di turbina più adatta e la taglia in termini di potenza. Ogni turbina poi è caratterizzata da un proprio rendimento, in funzione del regime di utilizzo della stessa.

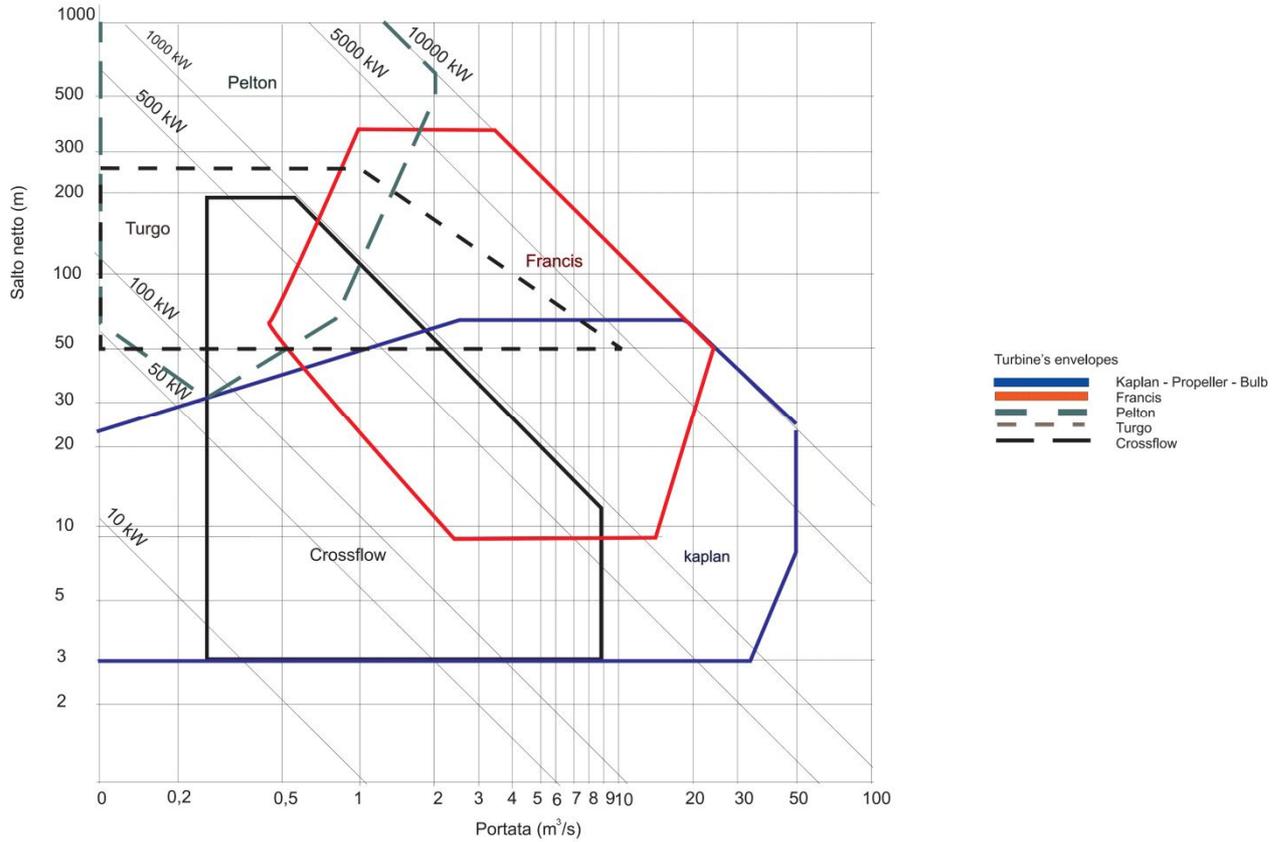


Figura 2.1: Campo di funzionamento delle turbine per applicazioni idroelettriche [21]

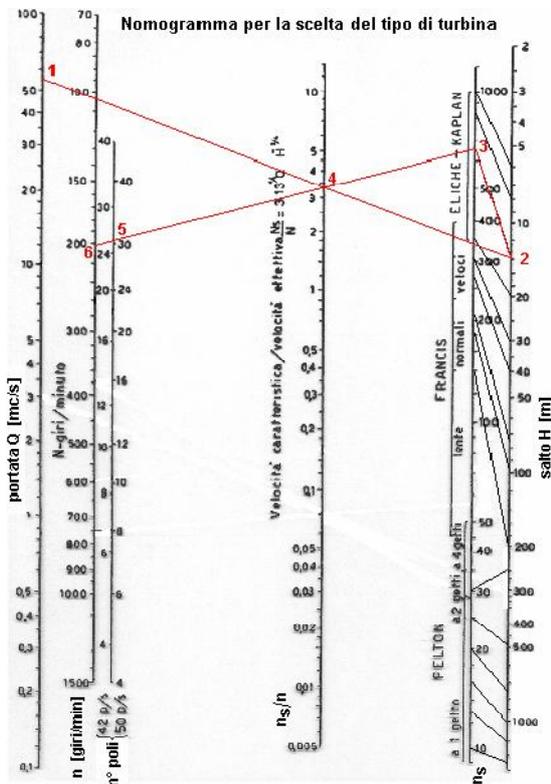


Figura 2.2: Nomogramma per la scelta del tipo di turbina

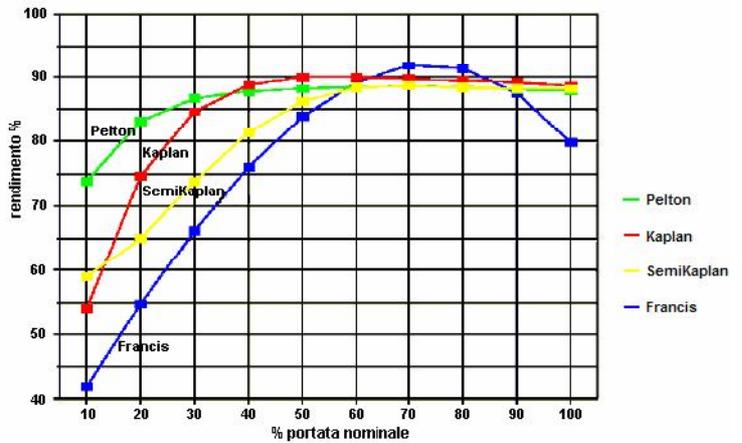
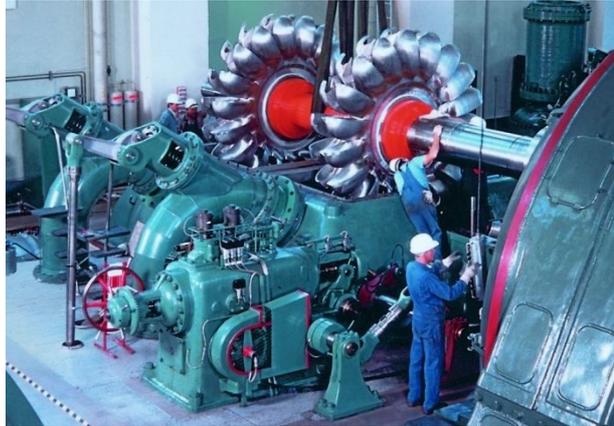


Figura 2.3: Rendimento percentuale delle turbine [21]

2.1.3.1. Turbina e microturbina Pelton



È una turbina ad azione nella quale uno o più ugelli trasformano totalmente la pressione dell'acqua in energia cinetica. Ogni ugello crea un getto, la cui portata è regolata da una valvola a spillo. Solitamente sono dotate di un tegolo deflettore, che ha lo scopo di deviare il flusso dalle pale, in caso di brusco distacco di carico, in modo da evitare la fuga della turbina senza dover chiudere troppo velocemente la valvola di macchina, manovra che può causare colpi d'ariete intollerabili nella condotta. Il piano degli ugelli è sempre quello meridiano della girante. L'acqua abbandona le pale a velocità molto bassa (idealmente a velocità zero) per cui la cassa, che contiene la ruota, non deve resistere a nessuna pressione e quindi può essere molto leggera. È adatta ad impianti con alto salto, fino a qualche centinaio di metri. Può essere ad asse orizzontale o verticale, generalmente tutte le principali parti meccaniche sono realizzate in acciaio inox.

Vantaggi:

- Lavora a pressione atmosferica (non pone problemi di tenuta o di cavitazione);
- Di costruzione semplice e robusta, ingombro molto ridotto, ottimo rendimento;
- Numero di giri relativamente basso (adattabile a salti d'acqua anche molto elevati).

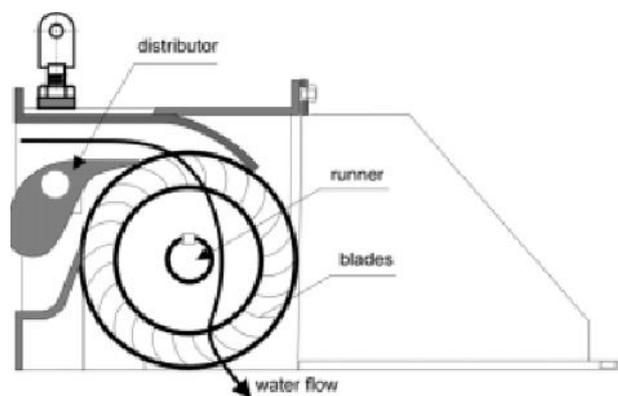
2.1.3.2. Turbina e microturbina Turgo



La turbina Turgo può lavorare con salti tra i 15 e 300 m. Come la Pelton è una turbina ad azione, però le sue pale hanno forma e disposizione diverse. Infatti il flusso colpisce le pale con un angolo di 20° rispetto al piano mediano della ruota entrando da un lato ed uscendo dall'altro. A differenza della

turbina Pelton, nella turbina Turgo il getto colpisce simultaneamente più pale, similmente a quanto avviene in una turbina a vapore. Il volume d'acqua che una turbina Pelton può elaborare è limitato dal fatto che il flusso di ogni ugello possa interferire con quelli adiacenti, mentre la turbina Turgo non soffre di questo inconveniente. Il minor diametro necessario comporta, a parità di velocità periferica, una maggiore velocità angolare, che facilita l'accoppiamento diretto al generatore, eliminando quindi il moltiplicatore con conseguente diminuzione dei costi d'acquisto e d'esercizio ed aumento dell'affidabilità del macchinario. Non è diffusa in Italia, bensì nel resto dell'Europa, i costruttori la consigliano per situazioni con notevole variazione di afflussi ed acque torbide.

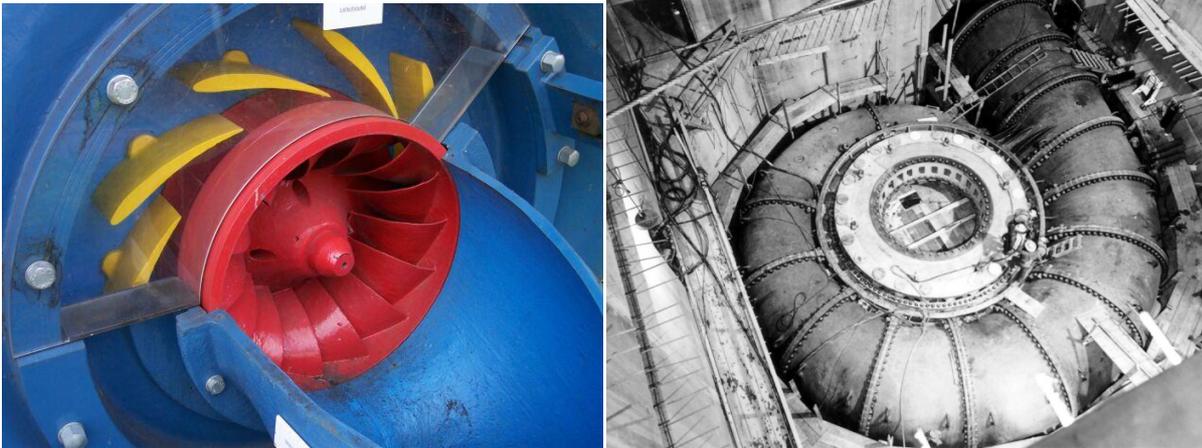
2.1.3.3. Microturbina a flusso radiale o incrociato



Questa turbina ad azione, conosciuta anche come turbina Banki-Michell, in ricordo dei suoi inventori, oppure turbina Ossberger, in nome della ditta che la fabbrica da più di 50 anni, si utilizza con una gamma molto ampia di portate (tra i 20 l/s ed i 10 m³/s) e salti tra 5 m e i 200 m. Il suo rendimento massimo è inferiore all'87%, però si mantiene quasi costante quando la portata discende fino al 16% della nominale e può raggiungere una portata minima teorica inferiore al 10% della portata di progetto. L'acqua entra nella turbina attraverso un distributore e passa nel primo stadio della ruota, che funziona quasi completamente sommersa (con un piccolo grado di reazione). Il flusso che abbandona il primo stadio cambia di direzione al centro della ruota e s'infila nel secondo stadio, totalmente ad azione. Questo cambio di direzione non è facile da ottenere correttamente e le perdite d'energia per urti e vortici sono la causa del basso rendimento nominale. La ruota è costituita da due o più dischi paralleli, tra i quali si montano, vicino ai bordi, le pale, costituite da semplici lamiere piegate. La regolazione della portata da 0 a 100% è garantita da un particolare tegolo, generalmente i componenti metallici sono realizzati in acciaio inox.

Vantaggi e svantaggi delle turbine a flusso incrociato sono simili a quelli delle turbine Pelton, fatta eccezione per un minor rendimento. Hanno una maggiore facilità costruttiva ed adattabilità anche a salti inferiori rispetto alle Pelton.

2.1.3.4. Turbina e miniturbina Francis



Sono turbine a reazione a flusso radiale con distributore a pale regolabili e girante a pale fisse, molto utilizzate per i medi salti. Nelle turbine Francis veloci, l'alimentazione è sempre radiale, mentre lo scarico tende ad essere assiale. In queste turbine l'acqua si muove come in una condotta in pressione; attraversando il distributore (organo fisso) perviene alla ruota (organo mobile) alla quale cede la sua energia, senza entrare in nessun momento in contatto con l'atmosfera. Le pale regolabili del distributore permettono di chiudere completamente l'accesso dell'acqua alla ruota appoggiando completamente l'estremità di ogni pala sopra il bordo della successiva. In questo modo, in situazioni d'emergenza, il distributore può essere usato per interrompere il flusso d'acqua, benché il suo utilizzo non precluda l'installazione di un organo d'intercettazione (valvola, paratoia) sull'adduzione della turbina. Le turbine Francis possono essere installate a camera libera, solo per piccoli salti, o direttamente connesse alla condotta forzata mediante un cassa a spirale realizzata, a seconda delle dimensioni, in calcestruzzo armato, in acciaio saldato o in ghisa.

Poiché la velocità tangenziale dell'acqua nella cassa a spirale deve rimanere costante, le sezioni trasversali della stessa cambiano, come si può vedere nella figura sopra. Le piccole ruote sono solitamente fuse in bronzo-alluminio, mentre quelle grandi sono realizzate mediante saldatura delle pale, generalmente in acciaio inox, al tamburo, che può essere in acciaio fuso. Nelle turbine a reazione l'acqua in uscita dalla ruota transita, prima di essere scaricata nel canale di restituzione, nel tubo d'aspirazione (detto anche diffusore), la cui funzione è di recuperare parte dell'energia cinetica contenuta nell'acqua, che abbandona la ruota a velocità elevata. Un distributore ben progettato permette di installare, entro certi limiti, la turbina sopra il livello d'acqua allo scarico, senza sacrificare una parte del salto. Dal momento che l'energia cinetica è proporzionale al quadrato della velocità, uno degli obiettivi del diffusore è ridurre la velocità di scarico senza causare perdite di carico rilevanti. Un diffusore efficiente ha sezione conica, ma con un angolo non troppo aperto, altrimenti può generarsi un distacco di flusso. L'angolo ottimale è 7° ma, per ridurre la lunghezza del diffusore e quindi il suo costo, talvolta gli angoli vengono aumentati fino a 15° . I diffusori sono particolarmente importanti per le turbine veloci, nelle quali l'acqua lascia la ruota a velocità molto elevate. Nelle macchine ad asse

verticale la cassa a spirale deve essere ancorata saldamente nelle fondazioni di calcestruzzo per evitare che le vibrazioni limitino il campo di funzionamento accettabile a basse portate.

L'applicazione di turbine a reazione in piccoli impianti appare più problematico di quelle ad azione. Nonostante ciò nelle applicazioni a piccola scala vengono utilizzate turbine tipo Francis, adatte a medi salti (da una decina a qualche centinaio di metri). Sono molto simili alle turbine per impianti di taglia maggiore.

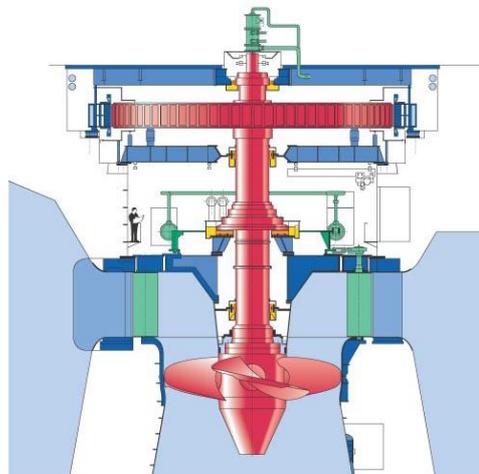
Vantaggi:

- Sfruttamento di tutto il salto disponibile fino al canale di scarico;
- Velocità di rotazione alta, adatta a salti medio-piccoli, e non strettamente legata all'entità del salto, ma invece variabile con il grado di reazione;
- Possibilità di applicazione ad impianti in camera libera per salti molto piccoli.

Svantaggi:

- Costruzione complessa;
- Problemi di tenuta (per la differenza di pressione tra monte e valle della girante), di cavitazione (per la depressione del diffusore), e di attrito ed usura (dovuti all'alta velocità dell'acqua contro le pale).

2.1.3.5. Turbine Kaplan e ad elica



Si tratta di turbine a reazione a flusso assiale, utilizzate generalmente per bassi salti. Le pale della ruota nella Kaplan sono sempre regolabili, mentre quelle del distributore possono essere fisse o regolabili. Quando sono regolabili sia le pale della turbina sia quelle del distributore, la turbina è una vera Kaplan (o “a doppia regolazione”); se sono regolabili solo le pale della ruota, la turbina è una semi-Kaplan (oppure “a singola regolazione”). Le pale della ruota si muovono girando intorno ad un perno solidale con un sistema di bielle-manovelle collegate ad un tirante verticale – posto all'interno dell'albero cavo della turbina – che è azionato da un servomotore idraulico. Le turbine Kaplan hanno l'alimentazione radiale, mentre le semi-Kaplan possono averla sia radiale sia assiale.

Le turbine Kaplan non sono adatte per impianti mini-idroelettrici in quanto hanno bisogno di portate molto grandi.

2.1.3.6. Regolazione della turbina

Le turbine sono progettate per un salto ed una portata predeterminata. Qualunque variazione di questi parametri deve essere compensata aprendo o chiudendo i dispositivi di regolazione della portata, come le pale direttrici, valvole o paratoie, al fine di mantenere costante, qualsiasi sia la potenza d'uscita sulla rete, il livello dell'acqua nel bacino di carico o la portata che attraversa la turbina.

In impianti che alimentano reti isolate, il parametro da controllare è la velocità della ruota, direttamente proporzionale alla frequenza di generazione. All'aumentare della richiesta d'energia, il generatore si sovraccarica e rallenta; viceversa quando avviene un distacco di carico.

In via di principio esistono due metodi per regolare la velocità in queste situazioni: variare la portata d'ingresso nella turbina oppure dissipare l'eccesso di potenza prodotta in banchi di resistenze.

Il metodo più convenzionale è di regolare la velocità (e la frequenza) intervenendo sulla portata turbinata. Un sensore, meccanico o elettronico, rileva le variazioni di velocità e comanda un servomotore che modifica l'apertura dei sistemi di regolazione della portata delle turbine (distributore, pale, spina) nella misura necessaria a fornire l'energia idraulica richiesta per soddisfare l'incremento o la diminuzione dei carichi. Questi dispositivi sono chiamati regolatori di velocità. Nel caso di un generatore asincrono, inserito in una grande rete di distribuzione dalla quale preleva la corrente per creare il proprio campo magnetico, la rete stessa s'incarica di regolare la frequenza, per cui non è necessario installare un regolatore di velocità. Ciò nonostante, in determinate circostanze, per esempio quando per qualche ragione, l'interruttore di parallelo si apre, il gruppo tende ad andare in fuga, con grave rischio per l'integrità del macchinario. In questi casi è necessario interrompere l'alimentazione d'acqua alla turbina, in un tempo sufficientemente breve per evitare che vada in fuga, però non così rapidamente da provocare il colpo d'ariete nell'eventuale condotta forzata.

Nel secondo metodo di regolazione della velocità, solo accennato sopra, il gruppo funziona a portata costante e genera quindi una potenza costante. Se il sistema richiede meno energia, la turbina tende ad accelerare; un sensore elettronico rileva un aumento della frequenza ed un dispositivo, conosciuto come regolatore di carico, provvede a dissipare l'eccesso di energia in un banco di resistenze, mantenendo così costante la richiesta di potenza al generatore.

I regolatori che lavorano con il primo metodo si costruiscono per tutta la gamma delle potenze. Quelli che agiscono nel secondo modo raramente superano i 100 kW.

Regolatori di velocità

Un regolatore di velocità consiste essenzialmente in un sensore che rileva le deviazioni della velocità rispetto ad un valore predefinito ed in un dispositivo amplificatore del segnale trasmesso dal sensore, che comanda il servomotore d'azionamento dei meccanismi di controllo della portata turbinata, mantenendo costante la velocità di rotazione e quindi la frequenza di generazione. Nelle turbine Francis, nelle quali si può sbarrare l'ingresso dell'acqua chiudendo le pale del distributore, i meccanismi del servomotore sono molto robusti, perché devono vincere la forza di reazione dell'acqua e l'attrito del distributore. In una Pelton il problema è più semplice, anche perché già con l'intervento del tegolo si impedisce all'acqua di colpire i cucchiai, senza dover chiudere totalmente l'iniettore.

Il servomotore, in generale un cilindro idraulico collegato meccanicamente alle pale direttrici o all'iniettore, a seconda del tipo di turbina, è alimentato da una centralina oleodinamica.

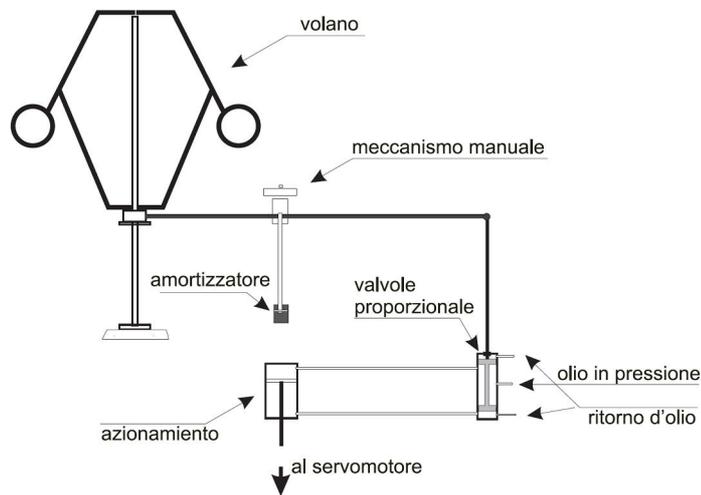


Figura 2.4: Regolatore di velocità meccanico-idraulico

I regolatori possono essere meccanici, meccano-idraulici o elettro-idraulici, secondo la precisione di regolazione che si desidera ottenere.

I meccanici sono adottati solamente nelle micro turbine di pochi kW di potenza, essendo costituiti da un centrifugo a palle molto pesanti, che agisce direttamente sul distributore.

I meccano-idraulici, più comuni, utilizzano anch'essi un sensore a palle, però più leggero e preciso. Quando la turbina è sovraccaricata e quindi rallenta, le pale scendono ed aprono il cassetto di distribuzione dell'olio, facendolo entrare nella parte alta del servomotore. Ciò provoca l'apertura del distributore, aumenta la portata in turbina e, di conseguenza la velocità o equivalentemente la frequenza di generazione.

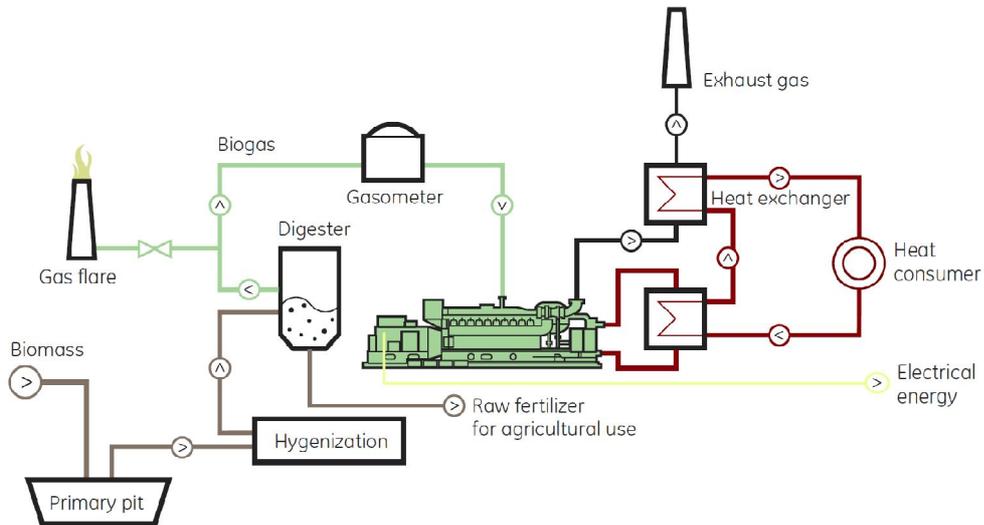
In un regolatore elettro-idraulico un sensore elettronico rileva permanentemente la frequenza e trasmette il segnale ad un nodo di somma, nel quale è confrontato con il valore di consegna. Se il segnale trasmesso dal sensore differisce significativamente da quello prefissato, viene emesso un

segnale d'errore (positivo o negativo), che, una volta amplificato, è inviato al servomotore affinché agisca nel senso richiesto.

Tutti questi sistemi di regolazione agiscono per azione e reazione, correggendo continuamente la posizione del distributore, il che provoca una certa instabilità nel gruppo.

Nei sistemi meccano-idraulici si interpone un ammortizzatore idraulico “*dash pot*” che ritarda l'apertura della valvola pilota (vedi figura 2.4). Nei sistemi elettro-idraulici si arriva ad un grado di sofisticazione molto superiore, di modo che la regolazione, che può essere proporzionale, integrale e derivativa (PID), dà luogo ad oscillazioni minime.

2.2. Cogenerazione



Per cogenerazione, nota anche come CHP (*Combined Heat and Power*), si intende la produzione combinata e contemporanea di energia elettrica e calore. Rispetto alle grandi centrali elettriche, la cogenerazione ha natura distribuita e si realizza mediante impianti di dimensioni più ridotte. In altre parole si tratta di impianti per la produzione modulabile di energia elettrica e calore (acqua calda, vapore, ecc.) in grado di soddisfare la richiesta di grandi strutture come alberghi, industrie, ospedali, centri commerciali, ecc. o aree urbane.

Gli impianti di cogenerazione sono impiegati con successo nei settori industriali e civili da parecchi anni in quanto garantiscono: sicurezza dell'approvvigionamento energetico, risparmio di energia, riduzione delle perdite di cambio di tensione e trasporto in rete, contenimento delle emissioni di gas serra e altri gas inquinanti; la cogenerazione permette quindi benefici economici, maggiore competitività aziendale, immagine aziendale nel rispetto dell'ambiente.

Tuttavia la combustione nella cogenerazione non elimina totalmente le conseguenze inquinanti: l'impianto a cogenerazione brucia derivati delle fonti primarie fossili come una qualsiasi centrale elettrica producendo emissioni di monossido di carbonio, di ossidi di azoto e di particolato. L'aspetto inquinante può comunque essere ridotto mediante l'uso di biocombustibili (ad esempio biodiesel), permettendo risparmi fino al 40% nell'utilizzo delle fonti primarie di energia (gas metano, gasolio, ecc.). [29] [30] [31] [32]

Un impianto convenzionale di produzione di energia elettrica ha una efficienza di circa il 35%, mentre il restante 65% viene disperso sotto forma di calore che, normalmente non viene utilizzato. Con un impianto di cogenerazione, invece, il calore prodotto dalla combustione non viene disperso, ma recuperato per altri usi. In questo modo la cogenerazione raggiunge una efficienza superiore al 90%, ottenuta dalla somma dell'efficienza elettrica e termica. [33]

Inoltre occorre considerare le perdite per dispersione elettrica nella distribuzione e nel trasporto. Nel 2009 le notizie statistiche sull'energia elettrica, pubblicate da Terna [2], evidenziavano che sulla rete

nazionale la somma delle perdite per distribuzione e trasporto, più il pompaggio idroelettrico e servizi ausiliari², ammontava all'11,2% della produzione. È come dire che per ogni kWh consumato dall'utente finale in bassa tensione, altri 0,126 kWh si fossero persi per strada. Quindi se tutte le utenze elettriche potessero essere rifornite con energia prodotta in loco con la cogenerazione, si eviterebbero gran parte delle perdite ad oggi presenti.

Mediamente un impianto di cogenerazione alimentato a metano permette, per ogni kWh prodotto, un risparmio di CO₂ pari a 450 grammi, se confrontato con la produzione separata di energia elettrica (centrale termoelettrica) ed energia termica (caldaia convenzionale).

I sistemi di cogenerazione si classificano sostanzialmente sulla base delle tecnologie adottate dalle macchine e dai motori utilizzati. Il più comune esempio di impianto cogenerativo è quello realizzato con turbogas/motore alternativo e caldaia a recupero. I fumi del turbogas o del motore alternativo vengono convogliati attraverso un condotto fumi nella caldaia a recupero. Il recupero può essere semplice, qualora non esista un postbruciatore, o un recupero con postcombustione in caso contrario. I fumi in caldaia permettono di produrre acqua calda, vapore saturo o vapore surriscaldato.

Solitamente si utilizza:

- Acqua calda per scopi di riscaldamento;
- Vapore saturo per utenze industriali;
- Vapore surriscaldato per turbine a vapore e utenze.

In definitiva si ha produzione di energia elettrica attraverso l'alternatore accoppiato al turbogas ed eventualmente attraverso l'alternatore accoppiato al turbovapore e produzione di energia termica sotto forma di vapore, sfruttato poi dalle utenze connesse. In presenza di turbovapore si ottiene un ciclo combinato in cui la dispersione energetica è minima e consiste in maggior parte nel calore buttato in atmosfera dai fumi in uscita dalla caldaia a recupero.

² L'autorità per l'energia elettrica e il gas considera come energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale:

- (a) quella impiegata, in usi diversi dalla illuminazione, esclusivamente per la generazione o per la trasformazione in altra energia elettrica, compresa quella utilizzata per forza motrice nelle centrali elettriche per servizi ausiliari strettamente connessi al compimento del ciclo di generazione o di trasformazione dell'energia elettrica, anche esterni al perimetro della centrale o forniti da soggetti diversi dal titolare della centrale, inclusi tutti i servizi ausiliari di trattamento del combustibile;
- (b) quella impiegata, in usi diversi dalla illuminazione, dai servizi ausiliari di centrale durante i periodi di fermata dei gruppi di generazione, al netto dei periodi di manutenzione programmata, straordinaria o di trasformazione, riconversione e rifacimento dei gruppi stessi.

I vari sistemi di cogenerazione sono riconducibili ai seguenti tipi fondamentali:

- Motori alternativi, a ciclo Otto e Diesel, da cui viene recuperato il calore del circuito di raffreddamento del motore e dell'olio a bassa temperatura (da 50° a 90° C) e quello dei gas di scarico ad alta temperatura (circa 400-500° C);
 - Possono essere alimentati a gas naturale, biogas, gasolio o biodiesel;
 - Presentano rendimenti elettrici elevati;
 - Producono quantità consistenti di calore a bassa temperatura;
 - Si adattano a variazioni del carico e a frequenti avviamenti e arresti;
 - Sono di rapida installazione ma hanno elevati costi di manutenzione;
 - Presentano problemi legati alla rumorosità e alle vibrazioni.
- Turbine a gas, i cui gas di scarico in gran volume e ad alta temperatura producono il calore richiesto in una caldaia a recupero, oppure vengono utilizzati direttamente in processo, come ad esempio nei processi di essiccamento.
 - Hanno l'alimentazione a gas naturale;
 - Presentano rendimenti ridotti a carichi parziali;
 - Forniscono energia termica ad alta temperatura;
 - Sono sensibili alla variazione di temperatura e pressione esterne e non si adattano a frequenti avviamenti ed arresti;
 - Sono di facile installazione e offrono semplicità operativa.
- Turbine a vapore a contropressione, alimentate con vapore surriscaldato, che dopo aver attraversato la turbina producendo energia elettrica, viene scaricato a bassa pressione per alimentare le utenze termiche.
 - Possono essere alimentati anche con combustibili non pregiati;
 - Il rendimento elettrico e l'indice elettro-termico sono generalmente bassi e si riduce ulteriormente a carichi parziali;
 - Hanno un'elevata affidabilità a fronte di una gestione piuttosto complessa.
- Ciclo combinato, in cui con lo scarico delle turbine a gas viene prodotto vapore, che a sua volta può azionare una turbina.
 - Hanno alimentazione a gas naturale;
 - Hanno un ottimo rendimento elettrico;
 - Presentano un'elevata complessità gestionale e richiedono tempi di realizzazione piuttosto lunghi;
 - Hanno emissioni di inquinanti contenute.

2.2.1. Teleriscaldamento

Nell'opinione comune la cogenerazione viene immediatamente collegata al teleriscaldamento, che ha visto negli ultimi decenni diverse attuazioni pratiche anche in alcune grandi città italiane.

Gli impianti di cogenerazione destinati al teleriscaldamento sono costituiti da grandi apparati industriali, con grandi turbine che, oltre ad energia elettrica, producono calore; sono impianti generalmente gestiti da aziende municipalizzate o da altre società produttrici di energia elettrica.

Il calore, sotto forma di vapore acqueo, viene trasportato a grande distanza dalle reti di teleriscaldamento urbano, per essere utilizzato dagli utenti (condomini, edifici civili, ecc.) collegati alla rete, per sostituire la caldaia del riscaldamento e non produrre così in loco i fumi di scarico.

La grande quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione utilizzato per il teleriscaldamento, viene immessa direttamente nella rete di distribuzione elettrica. La legge fissa norme che facilitano gli accordi di interconnessione fra la società che gestisce l'impianto di cogenerazione e quella della rete elettrica.

L'applicazione del teleriscaldamento è molto sensata laddove le centrali di produzione siano ubicate vicino ad importanti utenze termiche, anche del terziario (es. ospedali), e sicuramente contribuisce in modo significativo a diminuire la bolletta petrolifera italiana. Tuttavia, il risparmio teorico del 35-40% rispetto ai sistemi tradizionali va mediato, al di là degli ottimi risultati conseguiti, con le inevitabili spese di costruzione e manutenzione della rete, e con le perdite del trasporto di calore.

2.2.2. Trigenerazione

La trigenerazione è un particolare campo dei sistemi di cogenerazione che, oltre a produrre energia elettrica, consente di utilizzare l'energia termica recuperata dalla trasformazione anche per produrre energia frigorifera, ovvero acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali.

La trasformazione dell'energia termica in energia frigorifera è resa possibile dall'impiego del ciclo frigorifero ad assorbimento il cui funzionamento si basa su trasformazioni di stato del fluido refrigerante in combinazione con la sostanza utilizzata quale assorbente e viene dunque ciclicamente concentrato e diluito. Le coppie principali di refrigerante/assorbente usate sono:

- acqua / bromuro di litio
- ammoniacca / acqua

L'efficienza o COP (*coefficient of performance*) di questi cicli, definita come il rapporto fra energia frigorifera in uscita ed energia termica in ingresso, varia da 0,7 a 1,3 in funzione principalmente delle temperature di attivazione (in ingresso) che consentono l'utilizzo di assorbitori a singolo o doppio stadio.

La principale energia meccanica richiesta dai cicli ad assorbimento è quella per la pompa di circolazione della soluzione refrigerante/assorbente. Non è presente un compressore del refrigerante come nei condizionatori tradizionali, con conseguente minore richiesta di potenza elettrica e maggiore

semplicità (meno parti in movimento). Per contro il COP dei condizionatori tradizionali, definito come il rapporto fra energia frigorifera in uscita ed energia elettrica in ingresso, si attesta su valori superiori a 2.

Rispetto alla generazione di sola energia elettrica, in un sistema di trigenerazione il rendimento globale aumenta perché viene sfruttata una maggiore percentuale del potere calorifico del combustibile; si tenga presente che le centrali termoelettriche convenzionali convertono circa un 1/3 dell'energia del combustibile in elettricità (il resto è perso in calore), mentre in un impianto trigenerativo più di 4/5 della stessa energia è sfruttata visto che il calore è recuperato direttamente (funzionamento cogenerativo) o come fonte per un ciclo frigorifero ad assorbimento (funzionamento trigenerativo).

Rispetto all'energia frigorifera i COP sono molto più bassi che nei condizionatori tradizionali, ma la sorgente energetica è il "poco pregiato" calore di scarto (proveniente dal processo di generazione elettrica) rispetto alla pregiata energia elettrica (migliore rendimento exergetico³).

2.2.3. Microcogenerazione

La definizione attuale di microcogenerazione prende avvio dalla Direttiva Europea 2004/8/EC sulla cogenerazione e qualifica come:

- "micro-cogenerazione" tutte le applicazioni con potenza elettrica installata inferiore a 50 kWel;
- "cogenerazione di piccola scala" le applicazioni con potenza elettrica inferiore a 1 MWel.

In sintesi i vantaggi della piccola cogenerazione distribuita sono:

- Risparmiare energia primaria, nell'ordine del 35-40%, diminuendo i costi energetici;
- Salvaguardare l'ambiente, emettendo in atmosfera oltre un milione di tonnellate di anidride carbonica in meno;
- Zero perdite di distribuzione calore (utilizzato in loco);
- Zero perdite di distribuzione nell'energia elettrica (riversata direttamente nelle linee a bassa tensione);
- Limitazione delle cadute di tensione sulle linee finali di utenza;
- Nessuna necessità di costruire grandi locali appositi;
- Limitazione della posa di linee elettriche interrato o tralicci, a parità di risultati.

³ L'exergia di un sistema è il massimo lavoro meccanico che può essere estratto da tale sistema quando lo si porta in equilibrio con l'ambiente di riferimento (che si ipotizza mantenga temperatura, pressione, composizione chimica costante durante il processo).

La differenza tra il teleriscaldamento e la microgenerazione diffusa a livello locale consiste nel diverso modo di utilizzo dell'energia prodotta dai due sistemi: mentre nel teleriscaldamento l'energia elettrica viene immessa direttamente nella rete elettrica ed il calore viene trasportato nelle reti di distribuzione presso le utenze cittadine, nella microgenerazione diffusa il calore viene prodotto ed utilizzato direttamente presso l'utenza che ha installato la centrale di cogenerazione, che in genere autoconsuma anche tutta l'energia elettrica autoprodotta.

Le macchine più adatte per la microgenerazione sono a motore endotermico, alimentato a gas, di taglia compresa fra il minigeneratore da 5,5 kW ed i grandi motori da 1-2 MW elettrici. [32]

Oltre al beneficio derivante dal miglior uso del combustibile rispetto alla generazione termoelettrica tradizionale, la presenza di un impianto di cogenerazione ben dimensionato consente di aumentare la sicurezza della fornitura elettrica e di migliorare la qualità, proteggendo da interruzioni e cali di tensione.

La cogenerazione è una strategia di risparmio energetico con utilizzo dell'energia scaricata inutilmente nelle centrali termoelettriche, nei gruppi elettrogeni, nei rifiuti solidi urbani e nelle biomasse. Vi è uno spreco enorme nei R.S.U.: 300 kg/abitante-anno di R.S.U. e 450 kcal/abitante-anno, potenzialmente disponibili dal punto di vista termico, non vengono di fatto utilizzati. [30]

2.2.4. Payback dell'impianto

È necessario ponderare un buon piano di rientro dell'investimento onde evitare spiacevoli inconvenienti legati in modo particolare alla reperibilità dei carburanti, all'effettiva necessità delle energie prodotte e alle autorizzazioni degli enti preposti per le emissioni nell'aria (ed eventualmente dei corsi o bacini idrici).

L'impianto di cogenerazione richiede un extracosto iniziale e maggiori spese di manutenzione rispetto ad un impianto di riscaldamento. Ogni anno si ha un risparmio sulla bolletta elettrica, sia per l'energia elettrica prodotta che per la minore potenza installata. Il calcolo del ritorno dell'investimento va fatto caso per caso, e dipende da:

- Ore di utilizzo annuo;
- Potenza installata;
- Utilizzo o vendita dell'energia elettrica prodotta;
- Tariffa di acquisto del gas;
- Tariffa di acquisto dell'energia elettrica consumata.

Un impianto correttamente dimensionato consente un ammortamento dell'investimento attorno ai 36 - 72 mesi, grazie agli incentivi previsti.

2.2.5. Incentivi economici

La cogenerazione ad alto rendimento è assimilata all'energia rinnovabile ed è ritenuta fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi del protocollo di Kyoto. Gode quindi di finanziamenti statali e regionali, del recupero dell'IRPEF del 55% e dell'aliquota IVA al 10%.

Parte del combustibile utilizzato in cogenerazione può essere defiscalizzato. I micro-cogeneratori di potenza elettrica non superiore a 200kW non sono soggetti all'obbligo di denuncia all'Ufficio Tecnico di Finanza ed al pagamento delle imposte sull'energia autoconsumata (decreto 504 del 1995, Art. 52 - come modificato dalla legge 133/99, Art. 10, comma 8 - e Art. 53).

La definizione di "cogeneratori ad alto rendimento" permette di classificare tali sistemi "a risparmio energetico" ed attribuire ad essi dei certificati bianchi, o più propriamente Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Tali titoli sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) successivamente modificati ed integrati con il D.M. 21/12/07 determinante gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica. Essi consistono in titoli acquistabili e successivamente rivendibili il cui valore è stato originariamente fissato a 100 €/tep⁴ [34], valore soggetto a variazioni stabilite anche in funzione dell'andamento del mercato. Il valore energetico di un tep è comparabile col consumo annuale di energia elettrica di una famiglia media [35].

Viene riconosciuto un risparmio di energia pari ad 1 tep secondo le seguenti equivalenze:

- 1 tep = 11.628 kWh per quanto riguarda i combustibili (1 tep = 41,860 GJ) [36];
- 1 tep = 5.347,59 kWh per i consumi elettrici (1 kWh = 0,187x10⁻³ tep) [37].

Questa differenza è dovuta al fatto che per produrre uguali quantità di energia termica ed elettrica sono necessari apporti di energia primaria diversi; in particolare questi sono maggiori nel secondo caso, a causa del rendimento di produzione del parco elettrico italiano. Per questo ad un mancato consumo elettrico è riconosciuto un maggiore risparmio in termini di tep a confronto di un analogo mancato consumo termico.

La soglia minima per il conseguimento del certificato bianco varia in funzione della tipologia di progetto sottoscritto e può consistere da un minimo di 25 tep annui a un massimo di 200 tep annui [38]. Gli interventi di risparmio possono essere sia a monte del processo produttivo sia presso l'utente finale, ad esempio sostituendo elettrodomestici e caldaie obsoleti in favore di apparecchi a più alta

⁴ Tep sta per Tonnellata Equivalente di Petrolio ed è un'unità di misura che rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ. Il valore è fissato convenzionalmente, dato che diverse varietà di petrolio posseggono diversi poteri calorifici e le convenzioni attualmente in uso sono più di una. È un'unità di misura usata per rendere più maneggevoli le cifre relative a grandi valori di energia. L'energia liberata dalla combustione di una tonnellata di petrolio è più intuitiva dell'equivalente valore di 42 miliardi di joule.

efficienza. Per la maggior parte degli interventi il periodo di concessione è di 5 anni, mentre per gli interventi di isolamento termico degli edifici, di architettura bioclimatica e altri interventi simili il periodo di concessione è di 8 anni.

La contrattazione dei TEE può avvenire bilateralmente tra le parti interessate o all'interno di uno specifico mercato gestito dal GME (*Gestore del Mercato Elettrico*). L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) è l'ente che autorizza l'emissione dei certificati bianchi, gestisce la valutazione economica dei TEE e si occupa del controllo dell'effettivo risparmio energetico ottenuto. Dal 2006 anche l'ENEA collabora con l'AEEG nella valutazione del risparmio energetico effettivamente ottenuto.

I certificati bianchi riguardano tre tipi di interventi:

1. Risparmio di energia elettrica;
2. Risparmio di gas naturale;
3. Risparmio di altri combustibili.

I soggetti distributori interessati possono essere sia obbligati sia volontari: sono soggetti obbligati tutti i distributori di energia elettrica e di gas la cui utenza finale è superiore alle 100.000 unità; possono essere soggetti volontari i distributori con utenza finale minore di quella prescritta o anche le società di servizi, produttori, impiantisti, ecc.

L'osservanza dei limiti di risparmio energetico viene premiata dall'Autorità e da altre fonti governative di finanziamento con un contributo economico, il cui valore viene stabilito annualmente dalla stessa Autorità. Inoltre è possibile guadagnare vendendo i titoli in eccesso grazie al raggiungimento di un risparmio superiore a quello annualmente prestabilito. Di contro, coloro i quali non riescono a ottemperare agli obblighi minimi assunti vengono conseguentemente sanzionati e dovranno acquistare sul mercato ulteriori titoli necessari al raggiungimento dell'obiettivo minimo prefissato.

In Europa, nell'ottica delle politiche di basso impatto ambientale e di risparmio energetico, i certificati bianchi non sono abbastanza diffusi. Oltre l'Italia, attualmente anche la Francia adotta tale certificazione, mentre altre nazioni adottano altri schemi di risparmio energetico o si stanno avviando all'introduzione dei certificati bianchi in un futuro prossimo (per esempio il caso di Gran Bretagna, Danimarca e Olanda).

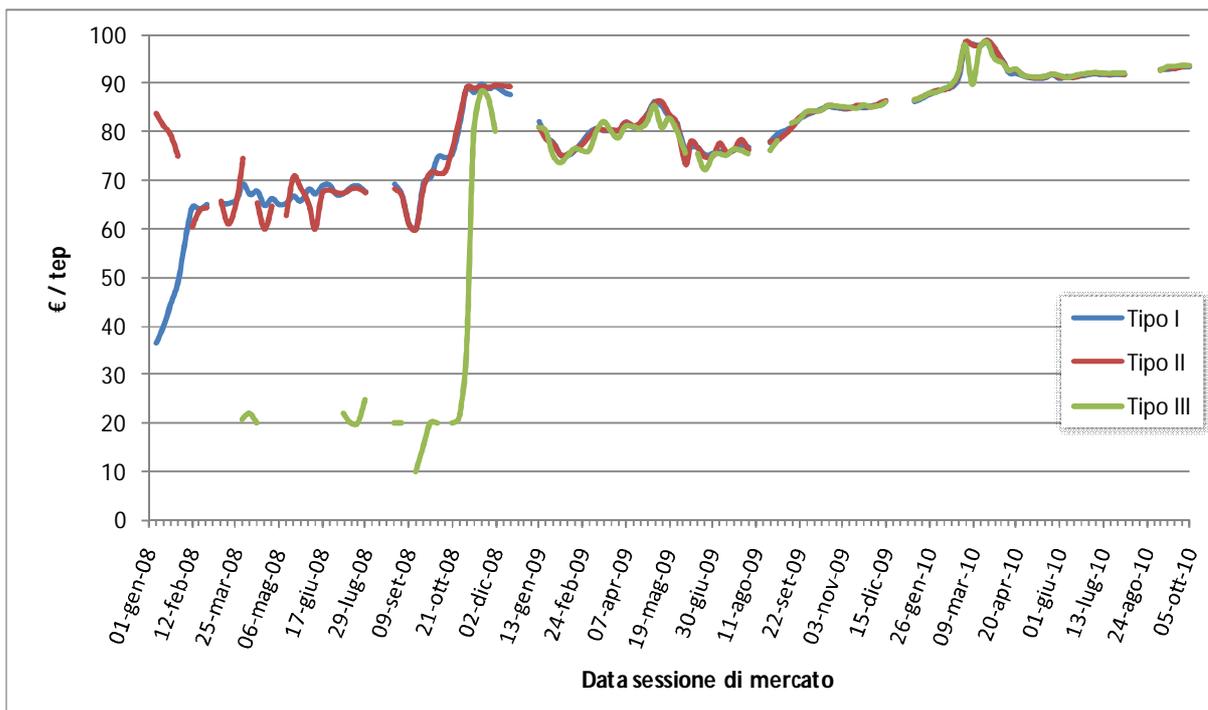


Figura 2.5: Prezzi TEE sul mercato GME [39]

Non tutti gli impianti di cogenerazione possono essere definiti “ad alto rendimento”. Per sapere se un impianto possiede i requisiti dell’alto rendimento, beneficiando quindi di tutti i vantaggi previsti, si deve fare riferimento fino al 31 dicembre 2010 alla delibera 42/02 dell’AEEG, che ha recepito il decreto legislativo 79/1999.

A partire dal 1 gennaio 2011, le modalità di calcolo contenute nella delibera 42/02 verranno modificate secondo quanto previsto dalla direttiva europea 2004/8/CE, recepita dal dlgs. 20/2007.

Il decreto 79/1999 contiene la prima seria definizione di cogenerazione ad alto rendimento: “Cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate”.

Il decreto prevede inoltre alcuni importanti vantaggi per l’elettricità prodotta da impianti di cogenerazione, tra cui:

- La priorità di dispacciamento dell’energia immessa in rete (subito dopo le rinnovabili);
- L’esonero dall’obbligo di acquisto dei Certificati Verdi.

Con la delibera 42/02, l'AEEG ha specificato tutti i criteri che devono essere soddisfatti affinché un impianto possa dirsi cogenerativo, ai sensi del decreto 79/1999.

Due sono le condizioni da rispettare:

1. La cogenerazione deve assicurare un “significativo risparmio di energia primaria rispetto alle produzioni separate delle stesse quantità di energia elettrica e termica”.
Il risparmio di energia primaria è espresso dall'IRE (Indice Risparmio Energetico), che deve essere almeno del 10%. Il calcolo dell'IRE avviene applicando una formula complessa, in cui si applica un parametro di riferimento variabile in funzione della taglia e del combustibile utilizzato.
2. La cogenerazione deve soddisfare un determinato valore di “limite termico”. L'impianto cioè deve avere un buon recupero del calore, il vero valore aggiunto della cogenerazione. L'energia termica utile deve essere almeno il 15% del totale prodotto.

Tutto ciò che è previsto dalla delibera 42/02 rimarrà valido fino a 31 dicembre 2010. Fino a questa data, quindi, verrà considerata come “cogenerazione ad alto rendimento” quella rispondente alla definizione del dlgs 79/1999 e ai requisiti previsti dalla delibera 42/02.

Dal 1 gennaio 2011 le cose cambieranno. A partire da quella data l'Italia dovrà applicare la direttiva 2004/8/CE, che costituisce il nuovo riferimento europeo in materia di cogenerazione e che il nostro Paese ha già recepito con il dlgs. 20/2007. Concettualmente, la direttiva europea non modifica granché rispetto a quanto oggi previsto in Italia.

Il parametro dell'IRE (*Indice di Risparmio Energetico*) applicato secondo l'attuale normativa, corrisponde analiticamente al PES (*Primary Energy Saving*) introdotto con la direttiva europea. Affinché un impianto possa dirsi cogenerativo “ad alto rendimento”, dovrà avere un PES di almeno il 10%.

Per gli impianti di piccola cogenerazione, con potenza inferiore a 1 megawatt, la direttiva europea prevede un PES dello 0%.

Le principali novità introdotte dalla normativa europea riguardano invece i parametri di riferimento, su cui viene calcolato il risparmio di energia primaria.

Se la delibera 42/02 definisce il parametro di riferimento in funzione sia della potenza dell'impianto che del combustibile utilizzato, la direttiva europea al contrario non differenzia per taglia ma solo per combustibile e per anno di entrata in esercizio dell'impianto.

Ciò significa che impianti che oggi sono considerati cogenerativi (e che godono quindi di tutti i vantaggi previsti), potrebbero non esserlo più a partire dal 1 gennaio 2011.

Per il calcolo degli indici IRE (*Indice di Risparmio di Energia*), PES (*Primary Energy Saving*) e LT (*Limite Termico*) si rimanda all'appendice.

Ritiro dedicato e Scambio sul posto per la cogenerazione

L'energia elettrica prodotta e non consumata può essere immessa nella rete pubblica grazie al Ritiro Dedicato secondo le modalità e le condizioni definite dalla delibera AEEG n.280/07 e la successiva 186/09.

È necessario che il produttore stipuli una convenzione con il GSE che si occuperà di ritirare l'energia con le condizioni economiche e le semplificazioni previste.

Il regime di ritiro dedicato avviene al prezzo che si forma sul mercato elettrico corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore, riconoscendo così il prezzo zonale orario. Il GSE applica ai produttori che si avvalgono del ritiro dedicato un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata, a copertura dei costi amministrativi, fino ad un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto. [40]

In alternativa al ritiro dedicato, gli impianti di cogenerazione di potenza fino a 200 kW possono accedere al regime di Scambio sul posto, introdotto con la delibera AEEG 74/08.

Lo scambio sul posto è un servizio che viene erogato dal GSE dal 1° Gennaio 2009 su istanza degli interessati. Consente all'utente che abbia la titolarità o la disponibilità di un impianto, la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. In pratica consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi.

Sono interessati a proporre istanza al GSE coloro nella cui disponibilità o titolarità vi sia uno o più impianti:

- Alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- Alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- Di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Mentre tutti i cogeneratori di taglia superiore ai 200 kW elettrici non possono accedere a tale meccanismo. Per questi impianti l'unica strada percorribile rimane quella della vendita di elettricità alla rete, alle condizioni vantaggiose previste dal regime di "ritiro dedicato".

Con lo "scambio sul posto" il GSE riconosce un contributo, a favore del soggetto titolare dell'impianto, definito come Utente dello scambio (USSP), che si configura come ritorno di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete.

Ai fini del calcolo del contributo, da determinarsi su base annuale solare, viene presa in considerazione:

- La quantità di energia elettrica scambiata con la rete (l'ammontare minimo tra energia immessa e prelevata dalla rete nel periodo di riferimento);
- Il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- Il valore in Euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete, suddiviso in onere energia e onere servizi.

In particolare il contributo erogato dal GSE all'Utente dello scambio, prevede:

- Il ritorno dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata con la rete;
- Il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risultasse superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo viene registrato a credito dell'utente medesimo che potrà utilizzarlo per compensare l'onere energia degli anni successivi, oppure può essere liquidato con un importo monetario che equivale ad una vendita.

Capitolo 3

Generatori sincroni Marelli Motori

3.1. Requisiti tipici dei generatori per un servizio continuativo essenziale

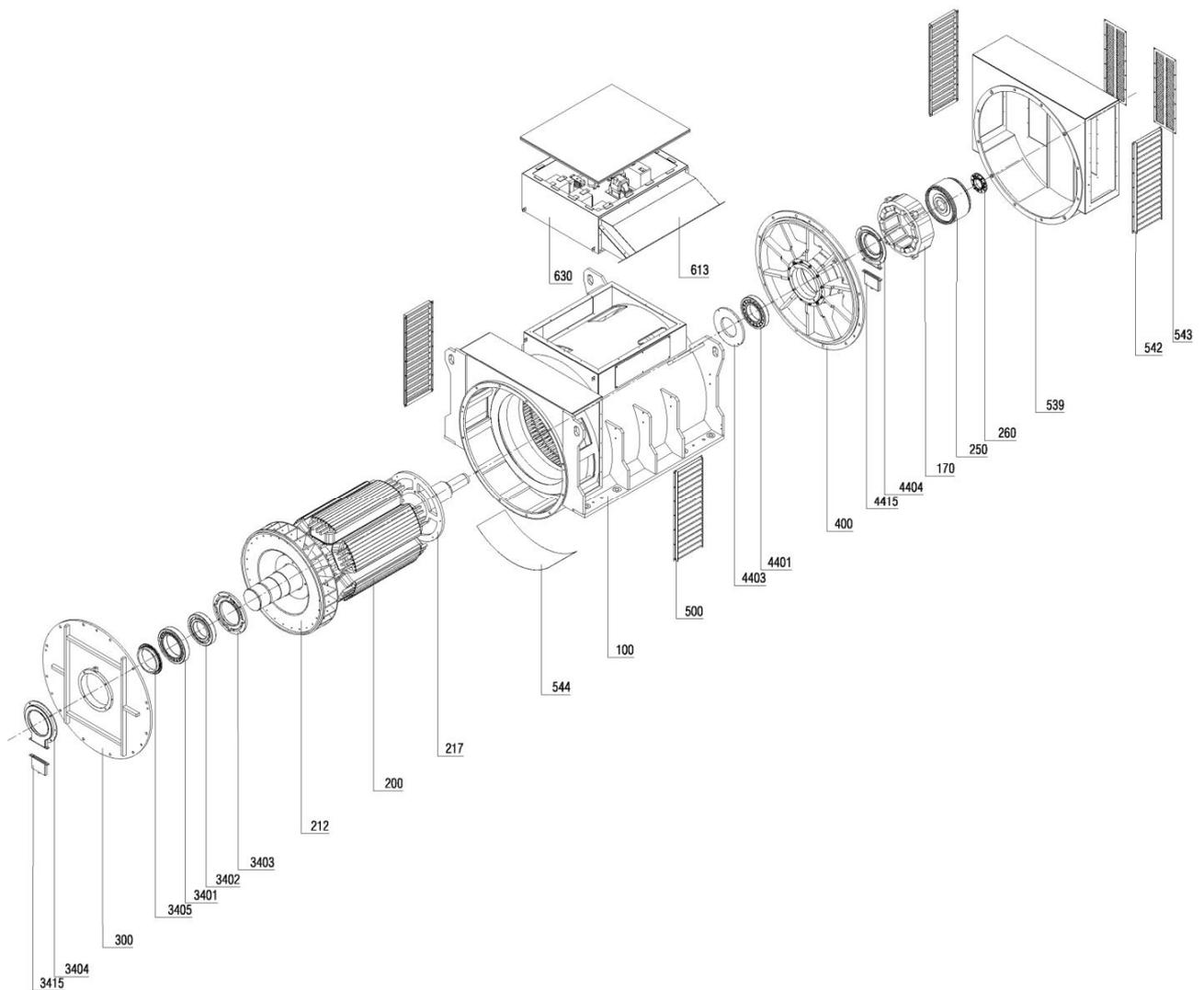


Figura 3.1: Esploso di un generatore sincrono Marelli Motori MJ630-710-800

I generatori devono rispondere a requisiti di diversa natura per garantire un servizio continuativo. Le caratteristiche di efficienza, affidabilità, sicurezza, durata sono frutto di una progettazione avanzata dell'apparato meccanico, elettrico ed elettronico.

Dal punto di vista meccanico è fondamentale che i generatori siano dimensionati correttamente in base al tipo di lavoro a cui sono destinati; un generatore accoppiato ad un motore diesel ha specifiche diverse da un generatore accoppiato ad una turbina idraulica.

3.1.1. Impianto di generazione da motore endotermico



Un motore endotermico è generalmente fonte di vibrazioni, che si trasmettono all'albero del generatore e si scaricano in primis sui cuscinetti e quindi all'intera struttura, ecco che le varie componenti del generatore devono considerare tale disturbo e sopportarlo adeguatamente, senza che esso pregiudichi il buon funzionamento della macchina.

Al di là dei classici parametri da considerare per la scelta dei cuscinetti, si pone particolare attenzione ad alcuni aspetti, derivanti dall'impiego richiesto.

La **gabbia** ha il compito principale di mantenere opportunamente distanziati tra loro i corpi volventi di un cuscinetto, siano essi sfere o rulli, al fine di ridurre al minimo l'attrito e quindi la generazione del calore all'interno del cuscinetto. Le gabbie sono generalmente realizzate in acciaio, ma per questo tipo di impiego è preferibile una gabbia massiccia di ottone che sono indicate quando si hanno movimenti sovrapposti a quelli di semplice rotazione, specie quando presenti forti accelerazioni.



Figura 3.2: Cuscinetto a rulli sezionato con gabbia in evidenza

La scelta di un **lubrificante** dipende in primo luogo dalle condizioni di lavoro, ossia dalla temperatura, dalla velocità e dall'influenza dell'ambiente circostante.

Le temperature di lavoro più favorevoli si ottengono impiegando la minima quantità di lubrificante compatibile con una lubrificazione affidabile del cuscinetto. Tuttavia, quando al lubrificante sono

affidati altri compiti, quali quello di proteggere il sistema o di asportare calore, possono essere necessarie quantità maggiori.

Nei sistemi di cuscinetti, il lubrificante perde gradualmente le sue proprietà lubrificanti in quanto si trova soggetto ad azione meccanica, invecchiamento e accumulo di sostanze contaminanti. È quindi necessario ripristinare o rinnovare il grasso e, nel caso dell'olio, filtrare e sostituire ad intervalli regolari.

Rispetto all'olio, il grasso ha il vantaggio di essere trattenuto nel sistema con più facilità, specie quando l'albero è inclinato o verticale, e nello stesso tempo quello di contribuire a proteggere il sistema dalle sostanze contaminanti, dall'umidità o dall'acqua.

L'alloggiamento dei cuscinetti (*scudi*) e l'intera struttura della cassa devono garantire rigidità per evitare possibili risonanze della macchina e conseguenti cedimenti, oltre al rumore.

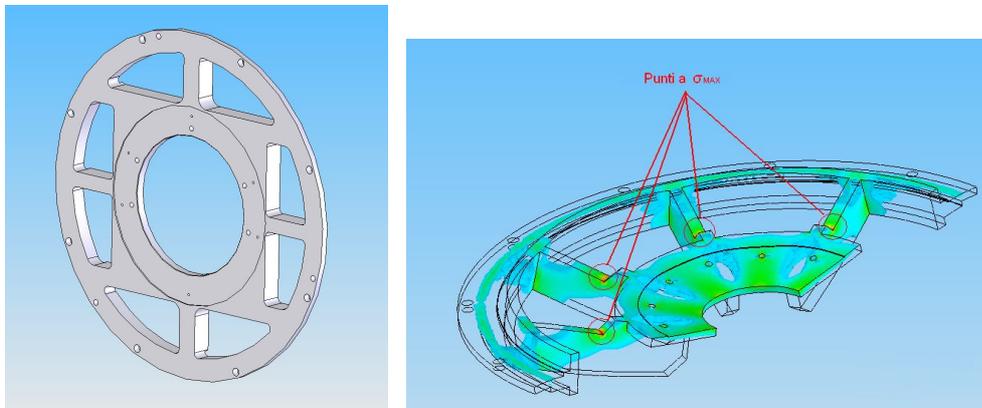
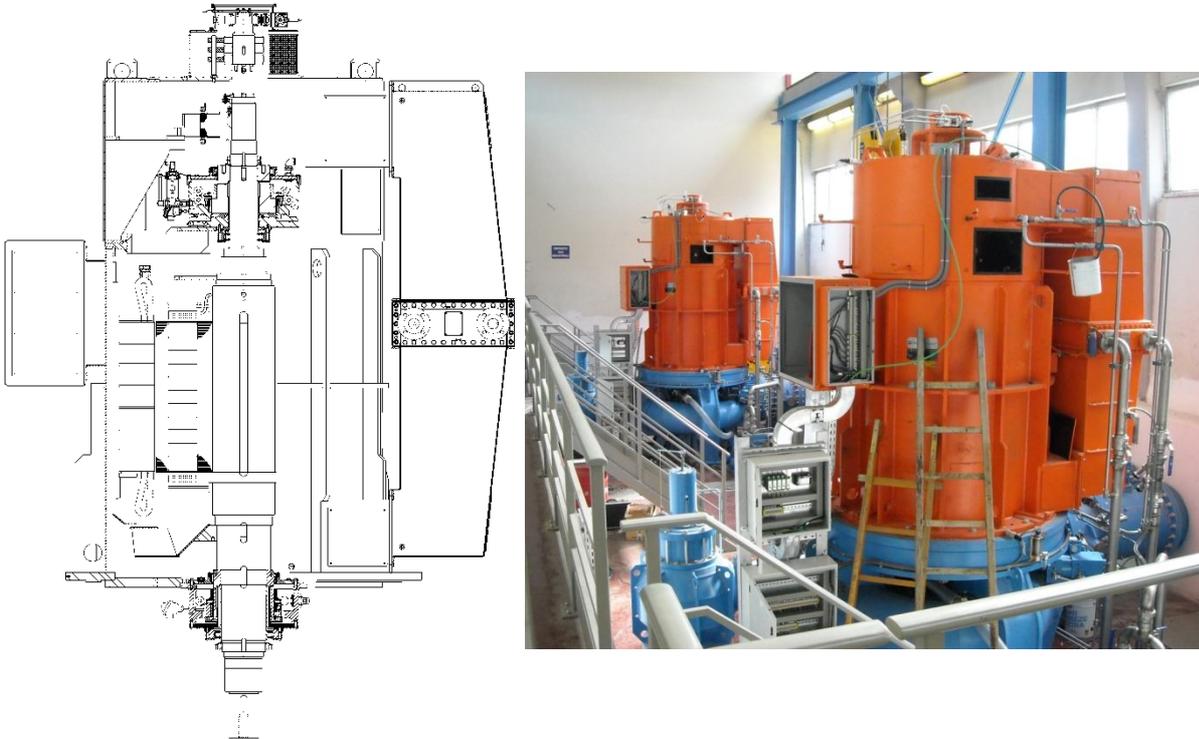


Figura 3.3: Scudi di un alternatore

Anche la *morsettiera* del generatore è un membro da non sottovalutare, considerata la macchina sottoposta a vibrazioni: i sostegni devono avere una rigidità adeguata, può essere opportuno adottare antivibranti, il cablaggio deve essere fatto in modo da evitare lo sfregamento dei cavi e i capicorda devono essere idonei a questo tipo di lavoro meccanico continuativo.

3.1.2. Impianto idroelettrico

Gli accorgimenti necessari nel caso di un generatore accoppiato ad una turbina idraulica sono inerenti agli elevati carichi continuativi e all'elevata velocità di rotazione.



La maggior parte delle applicazioni idroelettriche vedono il generatore montato in direzione verticale con il lato Drive-end rivolto verso il basso, i cuscinetti sono sottoposti a forti carichi assiali e radiali, nonché ad elevate velocità di rotazione, può essere opportuno l'utilizzo di cuscinetti a strisciamento raffreddati ad acqua. Ovviamente è richiesta un'adeguata lubrificazione per sostenere una durata accettabile dei supporti.

Come già visto nel paragrafo precedente i carichi si scaricano sugli scudi che dovranno quindi avere una struttura adeguata.

L'albero del rotore, oltre ad essere progettato per resistere agli elevati carichi statici, è sottoposto a verifica del comportamento dinamico alla *velocità di fuga*⁸, esso varia al variare dell'interasse dei cuscinetti e della posizione dei carichi applicati. Le soluzioni costruttive adottate in Marelli Motori prevedono un interasse dei supporti accorciato il più possibile, il posizionamento del rotore eccitatrice esternamente ai supporti e la costruzione di una cassa accorciata e irrobustita con un numero idoneo di rinforzi verticali e un anello di rinforzo centrale (figura 3.4).

⁸ Velocità di fuga: velocità di rotazione alla quale potenza e rendimento si annullano, essa si verifica al distacco del generatore, non c'è quindi assorbimento di lavoro e la turbina accelera fino a portarsi in equilibrio con le forze resistive di attrito e ausiliari.

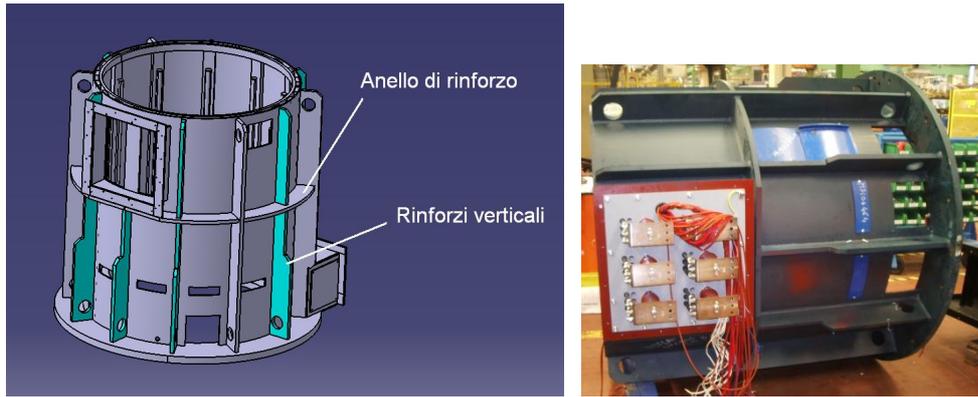


Figura 3.4: Cassa di un generatore sincrono per applicazioni idroelettriche

Alla velocità di fuga è necessario verificare i componenti del rotore sottoposti a forza centrifuga; si adotta l'uso di lamierini speciali per la costruzione del pacco rotorico e di una configurazione che prevede ancoraggi e tiranti di testata. Anche la ventola è sottoposta a carichi centrifughi elevati e la sua struttura deve essere adeguata a sopportarli, la soluzione prevede numerose pale radiali a costa lunga per garantirne la robustezza.

3.2. Messa in parallelo alla rete

L'allacciamento dei generatori alla rete pubblica è definita da una serie di criteri e modalità onde evitare disturbi di alimentazione e garantire continuità di servizio e sicurezza: ad esempio in mancanza di tensione sulla rete pubblica, l'impianto di produzione non deve alimentare la rete stessa. Gli impianti del cliente produttore devono rispondere alle norme CEI, in particolare alla CEI 11-20 che regola gli "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria".

Dal punto di vista di interazione con la rete pubblica si definiscono almeno quattro tipologie di parallelo:

- Funzionamento in parallelo alla rete pubblica di I cat.
(Bassa Tensione: $50V < V < 1kV$, $S < 50kVA$);
- Funzionamento in parallelo alla rete pubblica di II cat.
(Media Tensione: $1kV < V < 30kV$, $S < 8MVA$);
- Funzionamento misto;
- Funzionamento in parallelo transitorio alla rete pubblica di I e II cat.

I documenti DK 5940 e DK 5740 redatti da ENEL stabiliscono i criteri di allacciamento degli impianti di produzione rispettivamente alla rete pubblica bassa tensione e media tensione.

Dal punto di vista dei sistemi di produzione coinvolti si possono inoltre elencare le seguenti tipologie di parallelo:

- Parallelo tra generatore e rete pubblica;
- Parallelo tra più generatori all'interno di una rete in isola;
- Parallelo tra più generatori e rete pubblica.

Nel caso di parallelo tra generatore e rete pubblica individuiamo le seguenti fasi:

1. Avviamento del generatore e funzionamento a vuoto;
2. Sincronizzazione con la rete pubblica;
3. Inizio funzionamento in parallelo;
4. Trasferimento del carico dalla rete pubblica al generatore fino al valore impostato.

Non essendo possibile una sincronia perfetta, sono previsti specifici campi di tolleranza, entro i quali anche una sincronia non perfetta non comporta danni o pericoli. Nel caso di parallelo tra generatori, la sorgente di riferimento è uno dei generatori stessi, che prende il nome di "generatore Master"; mentre, se nel parallelo è coinvolta la rete pubblica, quest'ultima fa sempre da riferimento per il generatore o i generatori. Finché la sincronizzazione non è andata a buon fine il generatore è fisicamente scollegato dalla rete pubblica, solo a sincronizzazione avvenuta quest'ultimo potrà esservi connesso (inizio del funzionamento in parallelo) per poi passare alla fase successiva: la ripartizione del carico o *load sharing*. In questa fase il generatore prende progressivamente il carico, integralmente o fino ad un valore impostato (compatibile con la sua potenza di targa) andando così a sottrarlo alla rete pubblica.

Quindi la prima operazione da effettuare è portare la macchina alla velocità $n_0 = 60 \frac{f}{p}$ con f frequenza di rete e p coppie polari della macchina, ed impostare l'eccitazione in modo che $E_0 = \frac{U}{\sqrt{3}}$ dove U è la tensione di rete. Quando le due tensioni sono perfettamente in fase, si chiude l'interruttore del parallelo. In queste condizioni la corrente è nulla e non c'è alcun scambio di potenza tra macchina e rete. La potenza richiesta al motore primo (endotermico o turbina) è esclusivamente quella delle varie perdite nel ferro e per attriti meccanici.

Si può a questo punto sia modificare l'eccitazione della macchina portando E_0 ad assumere, rispetto alla tensione di rete, valori inferiori (sottoeccitazione) o superiori (sovraccitazione), sia intervenire sul motore primo che aziona la macchina immettendo potenza oppure applicare una coppia frenante al rotore.

Ad ogni condizione corrispondono una potenza attiva ed una potenza reattiva.

La corrente è sempre in ritardo di 90° rispetto alla caduta di tensione $E_0 - \frac{U}{\sqrt{3}} = \Delta U$ che si ottiene tracciando un segmento parallelo a quello che unisce gli estremi dei due vettori orientandolo verso E_0

Sottoeccitazione ($E_0 < U/\sqrt{3}$, in fase; con $P = 0$; $Q < 0$)



Figura3.5: Sottoeccitazione

La corrente erogata dalla macchina è in anticipo di 90° rispetto alla tensione di rete, la quale è per la macchina stessa un condensatore, cioè un erogatore di potenza induttiva.

La potenza attiva immessa nella rete è nulla e la potenza reattiva è negativa.

Sovraeccitazione ($E_0 > U/\sqrt{3}$, in fase; $P = 0$; $Q > 0$)

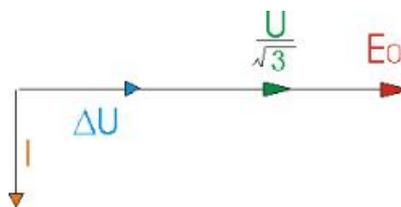


Figura 3.6: Sovraeccitazione

La corrente è in ritardo di 90° sulla tensione di rete. La potenza attiva immessa in rete è ancora nulla e la potenza reattiva è positiva. La rete dunque assorbe potenza reattiva induttiva. Stavolta è la macchina ad essere un condensatore per la rete.

Anticipo ($E_0 = U/\sqrt{3}$, in anticipo; $P > 0$; $Q < 0$)

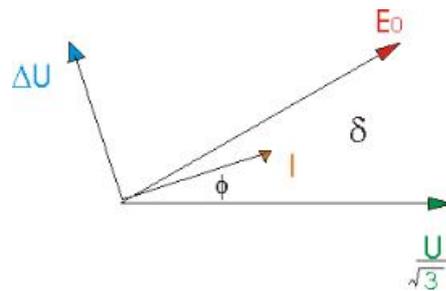


Figura 3.7: Anticipo

L'eccitazione è mantenuta immutata per cui $E_0 = \frac{U}{\sqrt{3}}$. L'anticipo di E_0 su $\frac{U}{\sqrt{3}}$ si ottiene accelerando la macchina, cioè immettendo potenza nella turbina che la aziona. L'accelerazione cessa al raggiungimento dell'equilibrio tra la coppia sviluppata dalla turbina e la coppia frenante che nasce tra il campo magnetico di rotore e quello di statore i cui assi fisici si discostano dell'angolo $\frac{\delta}{p}$. L'angolo δ definisce la posizione di equilibrio, e ad esso è legata la potenza attiva immessa nella rete. La potenza reattiva è negativa in quanto la corrente risulta in anticipo come mostra il grafico.

Ritardo $E_0 = U/\sqrt{3}$ (, in ritardo; $P < 0$; $Q < 0$)

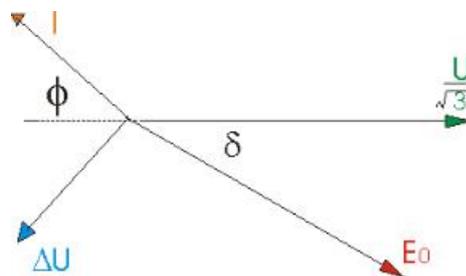


Figura3.8: Ritardo

Se il rotore viene decelerato per l'applicazione di una coppia frenante, la E_0 ritarda sulla $\frac{U}{\sqrt{3}}$. Anche in tal caso si arriva ad una situazione di equilibrio, determinata dall'angolo δ , a cui corrisponde l'eguaglianza tra la coppia frenante applicata all'albero e quella di interazione tra i campi di rotore e di statore, che risulta motrice.

In questo caso la potenza attiva è negativa: la corrente I anticipa di un angolo maggiore di 90° la tensione di rete. Anche la potenza reattiva è negativa, se l'eccitazione è tale da mantenere l'eguaglianza dei moduli $E_0 = \frac{U}{\sqrt{3}}$.

Anticipo e sovraccitazione ($E_0 > U/\sqrt{3}$, in anticipo; $P > 0$; $Q > 0$)

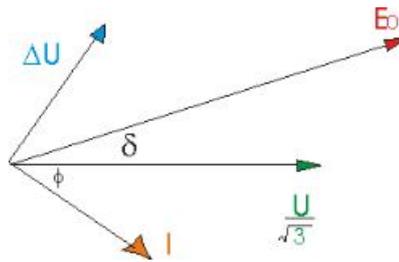


Figura 3.9: Anticipo e sovraccitazione

In questo caso la corrente risulta in ritardo sulla tensione di rete. È quindi positiva sia la potenza attiva che quella reattiva. La macchina immette dunque in rete sia potenza attiva che potenza reattiva induttiva.

Ritardo e sottoeccitazione ($E_0 < U/\sqrt{3}$, in ritardo; $P < 0$; $Q < 0$)

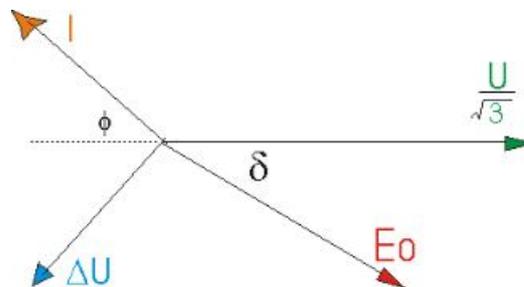


Figura 3.10: Ritardo e sottoeccitazione

La corrente anticipa di un angolo superiore a 90° . La potenza attiva è negativa quindi la macchina è un motore. Anche la potenza reattiva è negativa

Ritardo e sovraccitazione ($E_0 > U/\sqrt{3}$, in ritardo; $P < 0$; $Q > 0$)

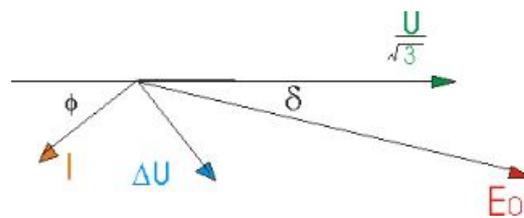


Figura 3.11: Ritardo e sovraccitazione

La corrente ritarda sulla tensione di rete di un angolo maggiore di 90° . La potenza attiva è negativa (funzionamento come motore) e la potenza reattiva è positiva.

Anticipo e sottoeccitazione ($E_0 < U/\sqrt{3}$, in anticipo; $P > 0$; $Q < 0$)

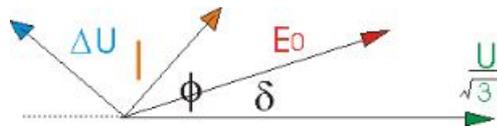


Figura 3.12: Anticipo e sottoeccitazione

La corrente è in anticipo, la potenza attiva è positiva, quella reattiva negativa. La macchina immette in rete potenza attiva ma richiede potenza induttiva.

Campo di funzionamento

Tutte le precedenti situazioni possono raggruppate in un unico diagramma, evidenziando anche i limiti imposti alla potenza erogabile per ragioni termiche e di stabilità di funzionamento.

Partiamo dal grafico di Figura 3.9: l'estremo del vettore che rappresenta la tensione di rete è l'origine del piano cartesiano che rappresenta la potenza complessa S . La differenza vettoriale tra E_0 e la tensione di rete è proporzionale alla corrente I tramite la reattanza sincrona, quindi dividendo tutti i vettori per X_s si ottiene un diagramma di correnti. La proiezione del vettore che rappresenta la corrente sull'asse verticale del piano cartesiano è proporzionale alla potenza attiva in quanto l'angolo formato è proprio l'angolo di sfasamento tra la tensione e la corrente per costruzione.

La proiezione sull'asse orizzontale è allora proporzionale alla potenza reattiva. Vale senz'altro la pena di osservare che l'erogazione di potenza reattiva induttiva si ha quando $E_0 \cdot \cos \delta > \frac{U}{\sqrt{3}}$. Quindi la sovraeccitazione, intesa come eccitazione con una corrente che dà luogo ad una corrente a vuoto maggiore della tensione di rete, deve essere tanto maggiore quanto maggiore è la potenza attiva erogata.

Osservando che $X_s \cdot I \cdot \cos \phi = E_0 \cdot \sin \delta$, moltiplicando entrambi i membri per $\sqrt{3} \cdot \frac{U}{X_s}$ al primo membro si ottiene la classica espressione della potenza attiva, in funzione della tensione, della corrente e del fattore di potenza; al secondo membro un'espressione della potenza che è funzione dell'angolo δ . Dunque: $P = K \cdot \sin \delta$

con $K = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot E_0}{X_s}$ una costante dipendente, essenzialmente, per una data macchina, dall'eccitazione (E_0). La potenza ha un massimo teorico, corrispondente a $\delta = 90^\circ$ che è il limite di stabilità. Finché l'angolo δ è minore di 90° esiste sempre un margine che può far fronte ad una richiesta di potenza. Quando $\delta = 90^\circ$ il tentativo di aumentare la potenza produce un ulteriore sfasamento in anticipo, e la potenza in realtà diminuisce. Lo squilibrio tra richiesta e possibilità di fornitura determina l'instabilità. Le normali condizioni di funzionamento devono essere tali da scongiurare questo pericolo che porta alla disinserzione della macchina dalla rete. In regime di sovraeccitazione prima di arrivare all'instabilità si incontra comunque il limite di potenza massima fornibile dalla turbina. In condizioni di sottoeccitazione invece il pericolo è molto più reale in quanto la turbina può fornire la potenza che

porta alla condizione critica. Il punto di funzionamento deve essere allora tale da garantire in ogni caso, cioè per ogni eccitazione, lo stesso margine di potenza (ΔP) rispetto a quello che determina l'instabilità. Questo definisce la curva limite di sinistra. Nei primi due quadranti si ha il funzionamento come generatore della macchina.

Il terzo ed il quarto quadrante corrispondono al funzionamento della macchina come motore.

Le curve di limitazione sono praticamente simmetriche rispetto a quelle del funzionamento come generatore, non esistendo però il limite di potenza attiva massima della turbina, il limite è solo, teoricamente, quello della corrente negli avvolgimenti.

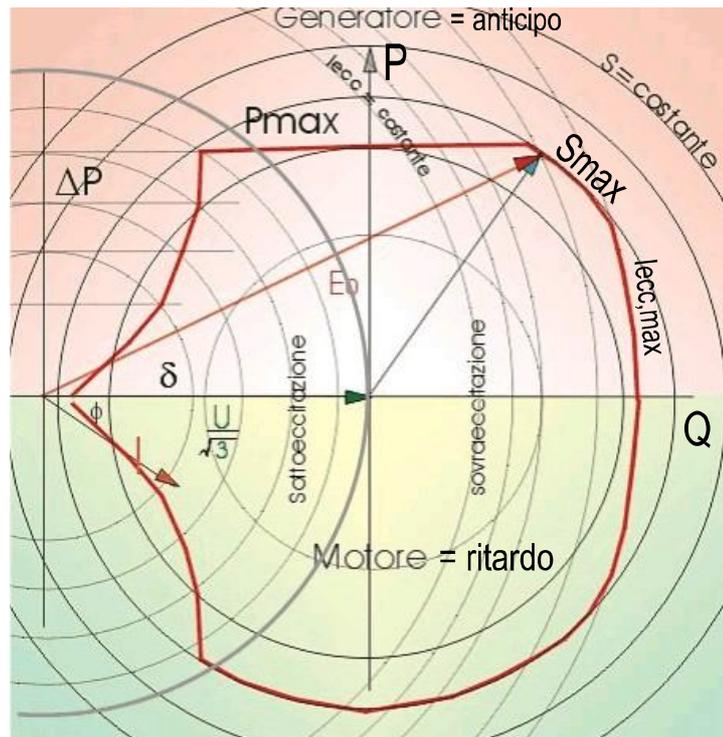


Figura 3.13: Campo di funzionamento

3.3. Criteri di protezione per i generatori allacciati alla rete

In tutte le nazioni, le norme per l'erogazione d'elettricità obbligano le società di distribuzione a mantenere, entro limiti molto stretti, la sicurezza e la qualità del servizio. Il produttore indipendente, se la sua centrale è collegata alla rete, deve gestirla in modo che il distributore possa rispettare questi obblighi. Per questo tra i morsetti del generatore e la linea si installano dispositivi che controllando il funzionamento della macchina, la proteggono, la mettono in parallelo con la rete o la staccano dalla stessa in caso di guasto.

I criteri di allacciamento dei clienti alla rete elettrica italiana di distribuzione sono definiti dalla normativa DK5600 di Enel Divisione Infrastrutture e Reti.

Il controllo si realizza mediante apparati più o meno sofisticati per misurare la tensione, l'intensità e la frequenza della corrente in ognuna delle tre fasi, l'energia prodotta dal generatore e il fattore di potenza. La tensione e l'intensità di corrente si misurano mediante trasformatori di misura (TV e TA) per ridurre il loro valore, generalmente molto elevato, a livelli più accessibili.

Affinché i diversi sistemi di protezione possano compiere il loro dovere, è necessario un interruttore principale, che può essere ad aria compressa, magnetico o sotto vuoto, capace di staccare il generatore dalla rete anche quando sta lavorando a pieno carico.

3.3.1. Dispositivi di sicurezza

Sono previsti più dispositivi di sicurezza, per prima cosa è bene definire quali sono le sezioni di un impianto di produzione energia, in generale esso è suddivisibile in quattro sezioni:

- Il generatore;
- La rete in isola;
- La rimanente parte della rete dell'autoproduttore;
- La rete pubblica.

La sezione generatore si occupa della produzione dell'energia elettrica. Essa viene delimitata dal resto dell'impianto mediante l'inserzione del dispositivo del generatore.

La sezione della rete dell'autoproduttore abilitata al funzionamento in isola è formata dall'insieme delle utenze che possono essere alimentate dal generatore, indipendentemente dalla presenza di eventuali altre reti. È la porzione di impianto compresa tra il dispositivo del generatore ed il dispositivo di interfaccia (DI).

La sezione della rimanente parte della rete dell'autoproduttore è formata dall'insieme delle utenze che possono attingere alimentazione anche dalla rete pubblica. Essa è la porzione di impianto compresa tra il dispositivo generale (DG) ed il dispositivo di interfaccia (DI).

La denominazione data ad un dispositivo dipende dal punto di installazione e dalla funzione ad esso associata. La norma CEI 11-20 prevede:

- Il dispositivo del generatore;
- Il dispositivo generale (DG);
- Il dispositivo di interfaccia (DI);
- Il dispositivo della rete pubblica.

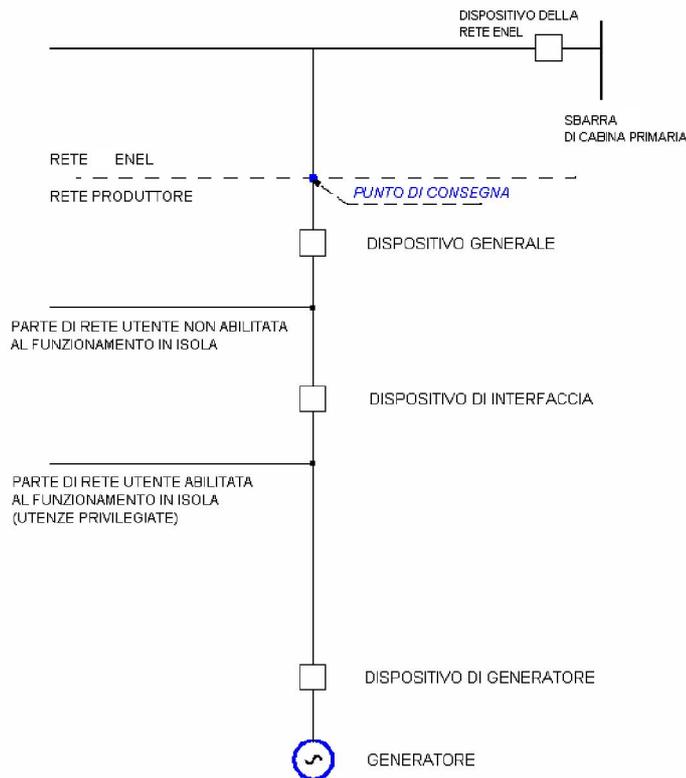


Figura 3.14: Schema di base del collegamento di un impianto di produzione alla rete ENEL

Dispositivo del generatore

Il dispositivo del generatore è costituito da un interruttore o un contattore installato a valle dei terminali di ciascun generatore con lo scopo di escluderlo dal resto dell'impianto quando è in condizione in condizioni di "aperto".

Dispositivo generale (DG)

Il dispositivo generale viene installato all'origine della rete dell'autoproduttore, il suo scopo è quello di escludere l'intera rete dell'autoproduttore dalla rete pubblica in condizioni di "aperto".

Il dispositivo generale (DG) è asservito alla protezione generale (PG).

L'interruttore deve essere tripolare simultaneo ed avere potere d'interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito della linea d'alimentazione ENEL, con un minimo di 12,5 kA. Deve inoltre disporre di

bobina di apertura a mancanza di tensione, il cui intervento può essere ritardato fino ad un massimo di 30 s per evitare aperture intempestive, ad esempio in occasione buchi di tensione a seguito di cortocircuiti nella rete Enel che facciano diminuire la tensione di alimentazione, oppure transitori di tensione derivanti dal passaggio dall'alimentazione normale a quella di emergenza all'interno dell'impianto utilizzatore, ecc.

In assenza di tensione di alimentazione della PG, un relè sensibile alla mancanza di tale tensione deve comandare l'apertura del DG. Qualora il cliente desideri evitare aperture intempestive del proprio DG è consigliabile che:

- Alimenti sia la PG sia la bobina di minima tensione del DG tramite circuiti ausiliari dedicati che prevedano alimentazione ordinaria e di e da una batteria tampone (o altra alimentazione di emergenza equivalente);
- Predisponga un allarme che evidenzi immediatamente la mancanza dell'alimentazione normale ed il passaggio a quella di emergenza al fine di consentire il sollecito avvio degli opportuni interventi per il tempestivo ripristino dell'alimentazione ausiliaria;
- Dimensioni l'autonomia dell'alimentazione di emergenza (comunque realizzata) dei circuiti ausiliari dopo la comparsa dell'allarme, tenendo conto dei tempi massimi previsti per il completamento dei sopra citati interventi di ripristino;
- Effettui le necessarie manutenzioni ordinarie e straordinarie sui sistemi di alimentazione dei circuiti ausiliari ordinari e di emergenza.

Dispositivo di interfaccia (DI)

Il dispositivo di interfaccia viene installato nel punto di collegamento tra la rete in isola e la rimanente parte della rete dell'autoproduttore, il suo scopo è quello di separare tutti i gruppi di autoproduzione dalla rete pubblica quando è "aperto".

Per ragioni di sicurezza tale dispositivo deve essere dotato di una bobina di apertura a mancanza di tensione; quindi per guasto interno o mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dell'interruttore.

Il dispositivo di interfaccia (DI) è asservito alle protezioni di interfaccia (PI).

Dispositivo della rete pubblica

È il dispositivo installato all'origine della rete pubblica. Di norma può trovarsi:

- Installato nella cabina MT/BT;
- In cabina primaria all'origine della linea MT della rete pubblica alla quale è allacciato l'impianto di produzione.

3.3.2. Protezioni dei dispositivi

Le protezioni garantiscono che non si verifichino situazioni pericolose in caso di malfunzionamenti e guasti alla rete pubblica o al generatore. Vengono così individuate:

- Protezione generale della rete dell'autoproduttore (PG);
- Protezioni della rete pubblica nel caso di funzionamento in parallelo o misto;
- Protezioni della rete dell'autoproduttore nel caso di funzionamento in isola;
- Protezioni della rete nel caso di funzionamento transitorio in parallelo;
- Protezioni del generatore.

Protezioni generali della rete dell'autoproduttore (PG)

Consistono nelle protezioni agenti sul dispositivo generale. Al fine di evitare che guasti interni all'impianto del cliente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete Enel, il cliente deve installare un sistema di protezione generale di massima corrente e contro i guasti a terra. Tale sistema di protezione generale non è finalizzato alla protezione delle apparecchiature del cliente. Il sistema di protezione generale è composto da relè alimentati da riduttori di corrente (ed eventualmente di tensione). Esso, nella sua globalità, deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

Il sistema di protezione generale, previsto dalla DK 5600 ed. V, può essere costituito da:

- Un relè di protezione dichiarato conforme alimentato da:
 - Riduttori di corrente (TA di fase) conformi alle prescrizioni;
 - Riduttore di corrente omopolare (TAT) conforme alle prescrizioni che deve comunque aver superato positivamente la prova funzionale (effettuata presso il costruttore di relè/TAT/quadrata);
 - Eventuali riduttori di tensione (TV) conformi alle prescrizioni;
- Un relè di protezione dichiarato conforme, alimentato da TA di fase ed omopolari in una precisa configurazione utilizzata nel quadro elettrico, ad esempio con un determinato relè dichiarato conforme, TA e/o TAT con prestazioni minori (ma comunque non minore di 1 VA per il TAT abbinato ad una protezione 67 N, oppure 0,5 VA per il TAT abbinato esclusivamente ad una protezione 51 N), tenendo conto della lunghezza dei cavi di collegamento. In questo caso è necessario che il costruttore di relè/TA(T)/quadrata, effettui le prove funzionali, da rendere disponibili ad ENEL, e autocertifichi la rispondenza alle presenti prescrizioni del "sistema", identificandolo in maniera inequivocabile;
- Un relè alimentato da trasformatori di corrente o di tensione anche non tradizionali. In questo caso è necessario che il sistema costituito dal relè e dai trasformatori abbia prestazioni almeno pari (in termini di errore e tempi di eliminazione del guasto) a quelle che si ottengono

mediante l'utilizzo di TA e TV prescritti e relè dichiarati conformi. La dichiarazione di conformità alla DK 5600 ed. V deve riferirsi esplicitamente a tutto il sistema di protezione (relè e riduttore di corrente ed eventuale riduttori di tensione), deve identificarlo in maniera inequivocabile e deve essere prodotta da un organismo certificato EN 45011 o EN ISO/CEI 17020.

Protezioni del generatore

Gli apparati di protezione del generatore vengono solitamente inseriti all'interno del quadro di comando e controllo del generatore stesso. Tali protezioni sono costituite da appositi relè, i quali:

- Comandano l'intervento dei dispositivi a seconda del tipo di impianto;
- Devono assicurare un corretto funzionamento anche in presenza di armoniche di tensione e corrente.

3.3.3. Criteri di sicurezza

I criteri di sicurezza richiesti per garantire l'incolumità delle persone coinvolgono i seguenti aspetti:

- Lo stato del neutro;
- La protezione dai contatti indiretti.

Per rispondere ai requisiti richiesti dalla norma CEI 11-20 è necessario introdurre i modi di collegamento a terra previsti dalla CEI 64-8, distinguendo tra:

- Sistema TN;
- Sistema TT;
- Sistema IT.

Dove:

- La prima lettera indica la situazione del sistema di alimentazione verso terra;
- La seconda lettera indica la situazione delle masse dell'impianto elettrico rispetto a terra;
- Le eventuali lettere successive indicano la disposizione dei conduttori di neutro e di protezione.

Il sistema TN

Il sistema TN ha un punto del sistema di alimentazione collegato correttamente a terra, mentre le masse vengono collegate a quel punto detto di protezione. Questo sistema si divide in tre sottotipi a seconda dello stato del conduttore di protezione:

- TN-S: il conduttore di neutro e quello di protezione sono separati;
- TN-C: il conduttore di neutro e quello di protezione sono combinati in un solo conduttore denominato PEN;

- TN-C-S: il conduttore di neutro e quello di protezione sono combinati nel conduttore PEN in una sola parte del sistema.

Il sistema TT

Il sistema TT ha un punto collegato direttamente a terra e le masse dell'impianto collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente da quello del collegamento a terra del sistema di alimentazione. La rete pubblica di bassa tensione in Italia utilizza il sistema TT.

Il sistema IT

Il sistema IT è caratterizzato dalle parti attive completamente isolate da terra o un punto collegato a terra mediante un'impedenza.

Le masse dell'impianto possono presentarsi in una delle seguenti configurazioni:

- Collegate a terra separatamente;
- Collegate a terra collettivamente;
- Connesse collettivamente alla terra del sistema (dove è collegata l'eventuale impedenza).

Impianto in regime di funzionamento in isola: servizio di emergenza e riserva

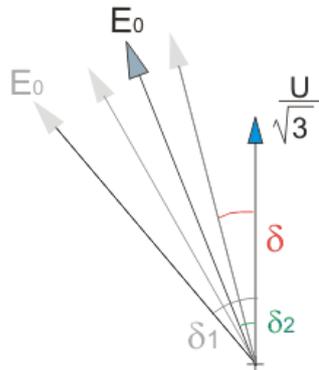
Il carico può essere alimentato dal generatore e in alternativa dalla rete pubblica in condizioni di guasto o malfunzionamento di quest'ultima.

È importante sottolineare che in questa configurazione si devono adottare delle precauzioni affinché il generatore non possa funzionare in parallelo alla rete pubblica.

Alcuni esempi sono:

- Un interblocco elettrico, meccanico o elettromeccanico fra il meccanismo di funzionamento o i circuiti di comando dei dispositivi di inversione;
- Un sistema di blocco con una sola chiave di trasferimento;
- Un commutatore a tre posizioni, a due direzioni, senza sovrapposizioni;
- Un dispositivo automatico di commutazione con idoneo interblocco;
- Altri mezzi che assicurino una sicurezza non inferiore ai precedenti.

3.4. Oscillazioni pendolari della macchina sincrona per variazioni di coppia del motore primo



Quando un generatore sincrono è in parallelo ad una rete, la coppia elettromagnetica resistente, ossia quella che, moltiplicata per la velocità angolare, dà la potenza trasformata da meccanica in elettrica, è calcolabile con l'espressione:

$$C = \frac{p}{\omega} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot E_0}{X_S} \cdot \sin \delta$$

p : numero di coppie polari

ω : pulsazione di rete

U : tensione di rete

E_0 : tensione di fase a vuoto

X_S : reattanza sincrona

δ : angolo elettrico tra i vettori rappresentativi di E_0 ed $U/\sqrt{3}$

A regime, escludendo le perdite, la coppia elettromagnetica resistente del generatore è uguale alla coppia motrice del motore primo. Se quest'ultima subisce un'improvvisa diminuzione, la coppia elettromagnetica deve pure diminuire. Ciò implica una diminuzione dell'angolo δ . La nuova situazione di regime non è raggiunta però istantaneamente, ma solo dopo una serie di oscillazioni attorno alla posizione di equilibrio finale, per l'inerzia delle masse rotanti. Se la situazione iniziale è rappresentata dall'angolo δ_1 mentre quella finale dall'angolo δ_2 , nei grafici che si succedono nel tempo l'angolo δ tra la tensione a vuoto della macchina e la tensione di rete varia fino ad assestarsi sulla posizione finale.

Qualitativamente se la coppia motrice diminuisce bruscamente il rotore rallenta, quindi la sua velocità diventa inferiore a quella di sincronismo e l'angolo δ diminuisce. Nel momento in cui l'angolo raggiunge il valore per cui la coppia elettromagnetica è uguale alla nuova coppia motrice, la velocità di rotazione è ancora minore di quella di sincronismo, per cui δ diminuisce ancora, per l'inerzia del rotore. La coppia elettromagnetica resistente diventa perciò minore della coppia motrice e il rotore accelera, ritornando alla velocità di sincronismo quando l'angolo è inferiore a δ_2 . La coppia motrice,

ancora superiore alla resistente, continua ad accelerare il rotore che supera la velocità di sincronismo. L'angolo allora aumenta, ma per $\delta = \delta_2$ la velocità del rotore è superiore a quella di sincronismo per cui l'angolo δ continua ad aumentare. Aumentando, la coppia resistente diventa maggiore della motrice. Il rotore perciò rallenta e l'angolo δ torna ad un certo punto a diminuire. Gli scostamenti dell'angolo δ in un senso e nell'altro rispetto al valore finale δ_2 , si riducono progressivamente per la perdita di una parte dell'energia cinetica, fino al momento in cui viene raggiunta la posizione finale di equilibrio.

Quantitativamente l'analisi è piuttosto complessa. Si tratta di analizzare un transitorio che dà luogo ad un sistema di equazioni differenziali non lineari risolvibile solo per via numerica, quindi mediante simulazione al calcolatore. Alcuni parametri poi non sono certo di facile determinazione, come ad esempio il coefficiente d'attrito, che svolge un ruolo determinante nell'ampiezza e nella durata delle oscillazioni.

Il sistema può essere considerato del secondo ordine e lo smorzamento è reso efficacemente inferiore all'unità grazie all'adozione di circuiti di smorzamento; essi si ottengono inserendo nella parte periferica delle espansioni polari del rotore una gabbia di rame cortocircuitata simile a quelle usate dei motori asincroni. Quando il rotore ruota a velocità diversa da quella del campo rotante si sviluppa nella gabbia una corrente indotta che crea a sua volta un campo e quindi una forza magneto-motrice che si oppone alla causa che l'ha generata e cioè tende a ristabilire il sincronismo.

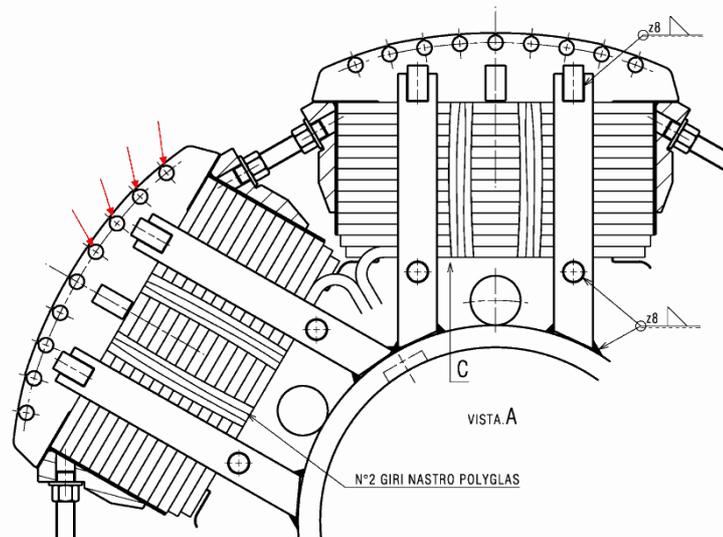


Figura 3.15: Particolare di un pacco rotorico, in evidenza parte del circuito di smorzamento

3.5. Inserzione in parallelo con errore d'angolo

È stato condotto uno studio tramite simulazioni Matlab/Simulink per valutare il transitorio elettromeccanico che sorge nel momento in cui, nella manovra di messa in parallelo del generatore, l'interruttore venga chiuso in presenza di un errore di fase tra la tensione di rete e la f.e.m. a vuoto ai morsetti del generatore.

Il sistema modellizzato per lo studio in oggetto comprende:

- Rete elettrica con potenza di corto circuito specificata al punto di parallelo;
- Interruttore di parallelo;
- Generatore sincrono trifase con rotore avvolto e doppio smorzatore (asse d , asse q);
- Sistema di calcolo e visualizzazione dell'angolo di sfasamento tra tensione di rete e di generatore;
- Raddrizzatore rotante, composto di due ponti a 6 diodi, in parallelo;
- Condensatore installato in parallelo al campo;
- Varistore in ossido di metallo (MOV) installato in parallelo al campo;
- Rotore trifase di eccitatrice rotante.

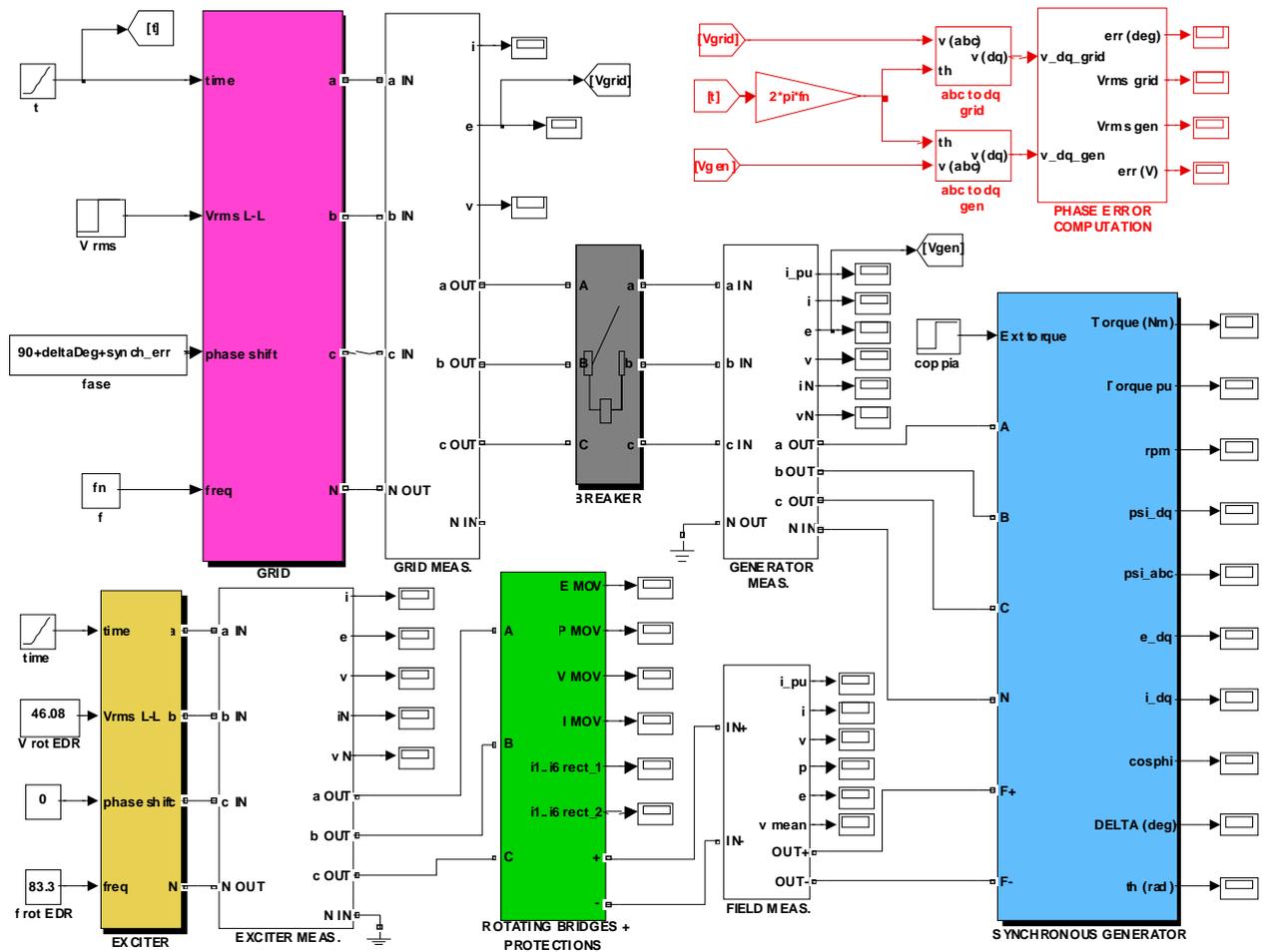


Figura 3.16: Modello del sistema

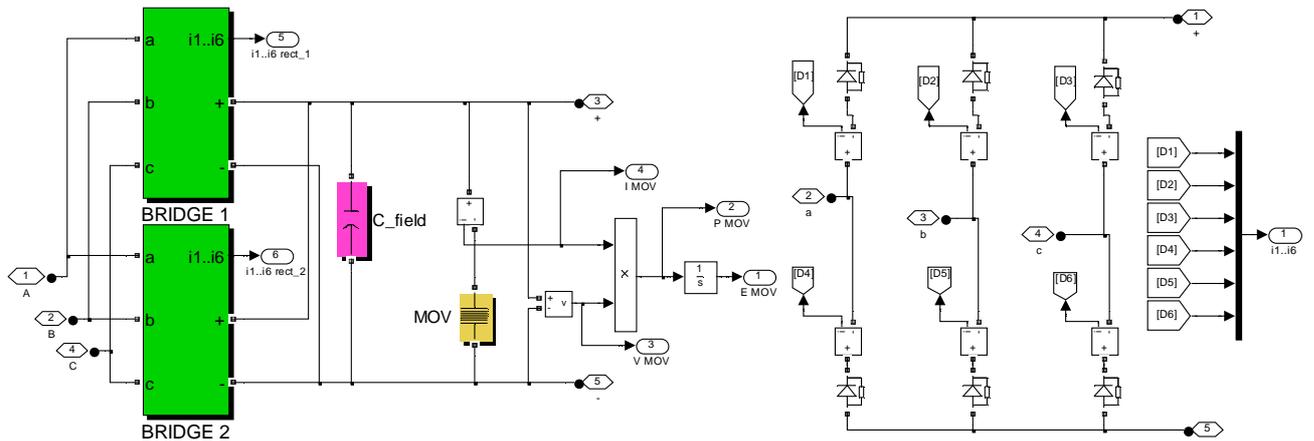
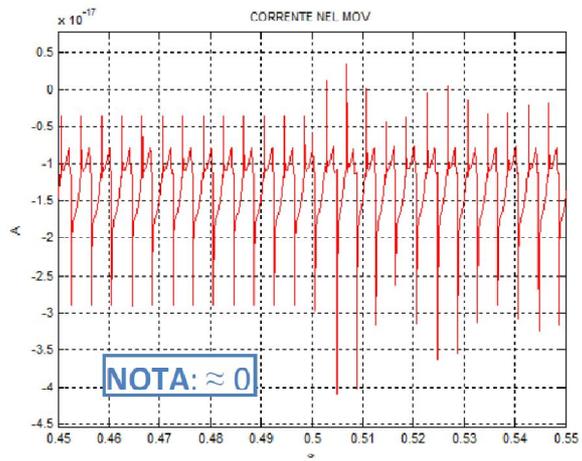
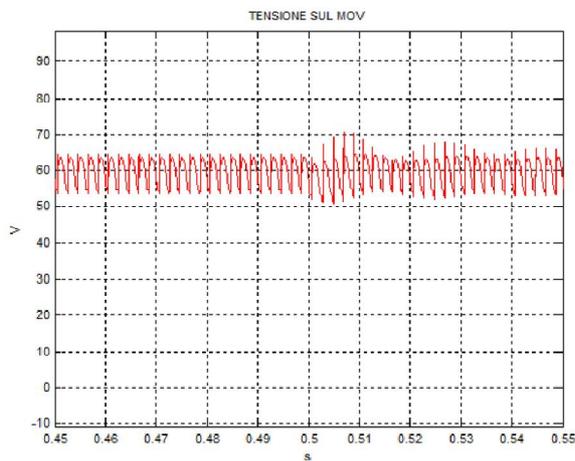
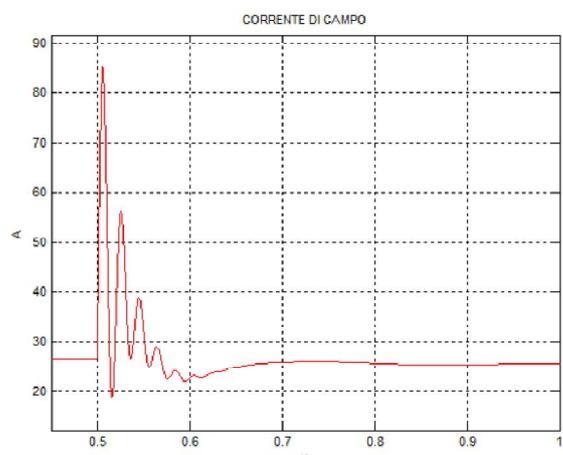
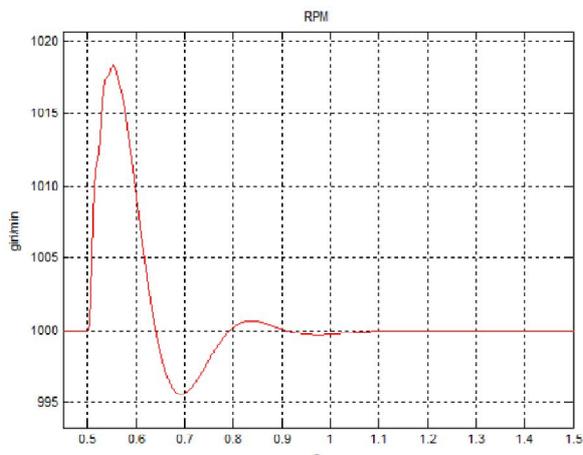
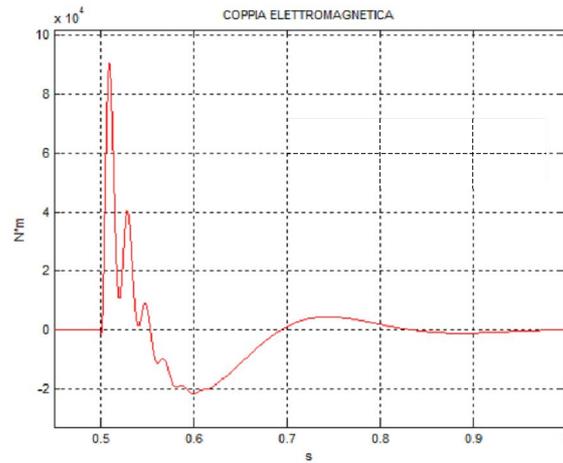
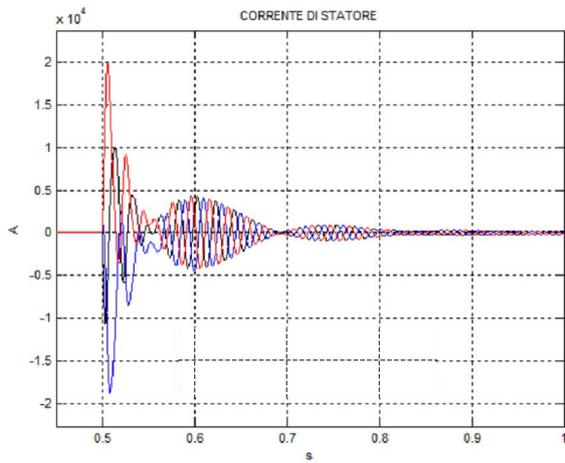
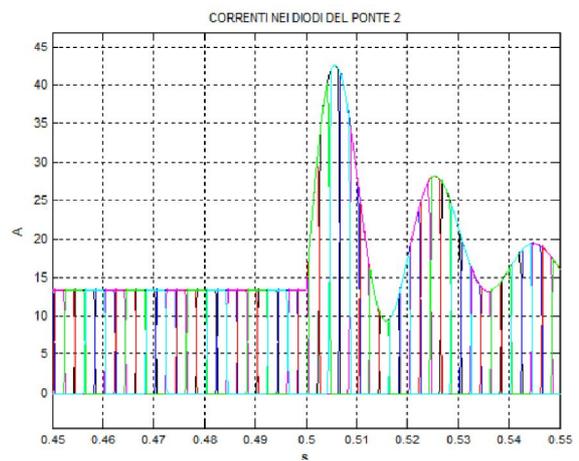
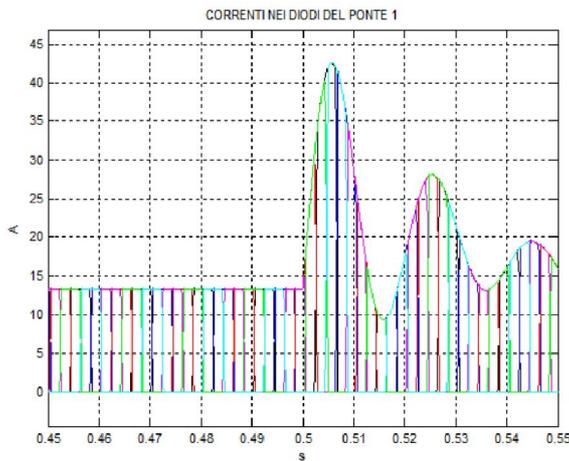
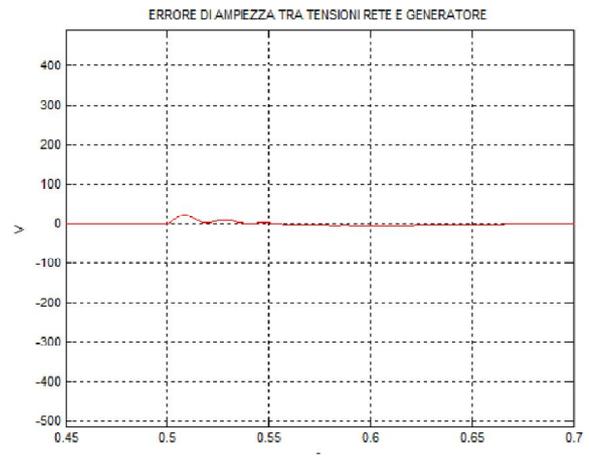
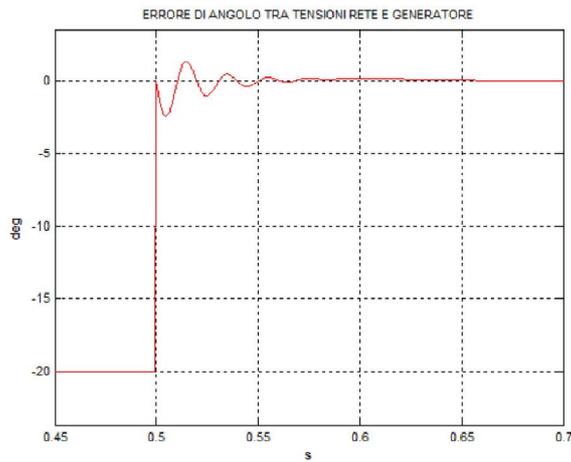


Figura 3.17: Struttura del blocco "ROTATING BRIDGES + PROTECTIONS" (sx) e struttura del singolo ponte (dx)

Si è posta la macchina funzionante a vuoto a tensione e velocità nominali e la rete alla stessa frequenza e tensione del generatore. Tra la tensione della rete e la f.e.m. a vuoto del generatore si è imposto uno sfasamento pari a 20 gradi. Si sono quindi effettuate due simulazioni distinte a seconda che lo sfasamento tra le tensioni sia rispettivamente in anticipo o in ritardo, cioè con $\delta_{err} = +20^\circ$ oppure $\delta_{err} = -20^\circ$. Le condizioni simulate (in termini di potenza di c.c. della rete, di ampiezza d'errore d'angolo, ecc.) costituiscono, secondo le indicazioni di Marelli Motori, un "worst-case scenario".

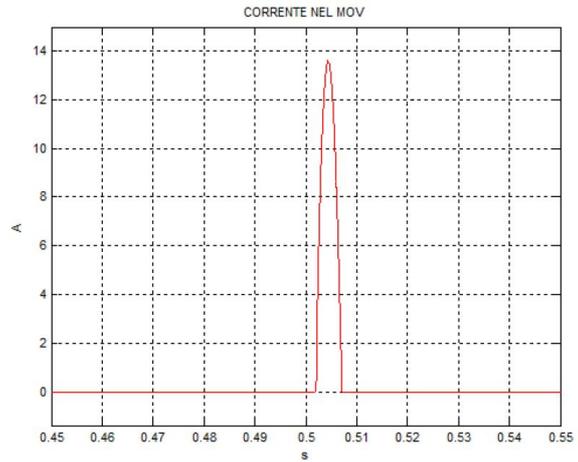
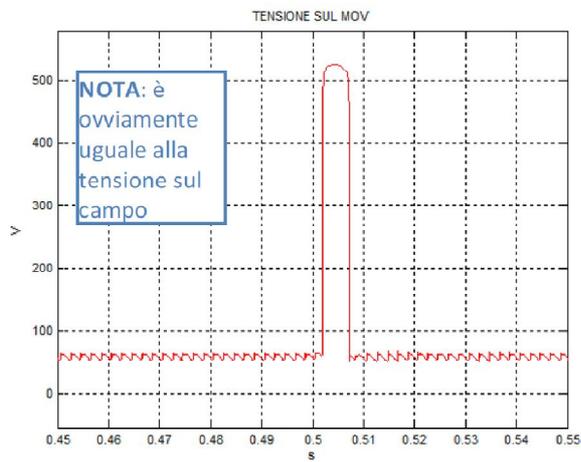
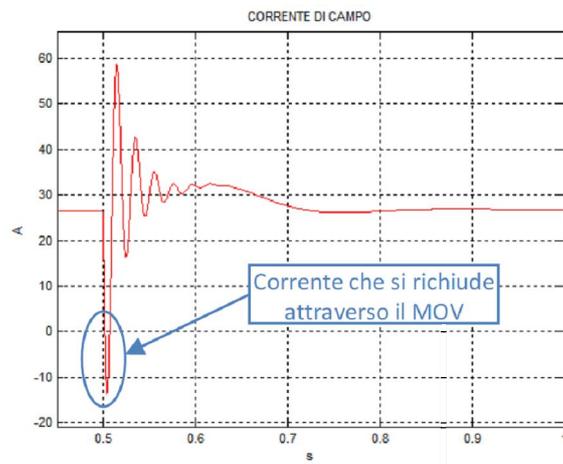
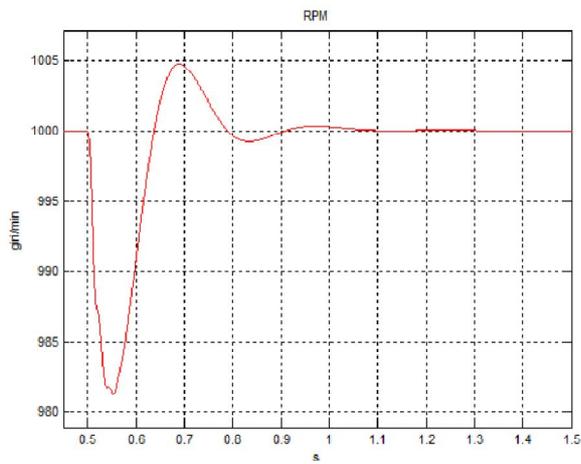
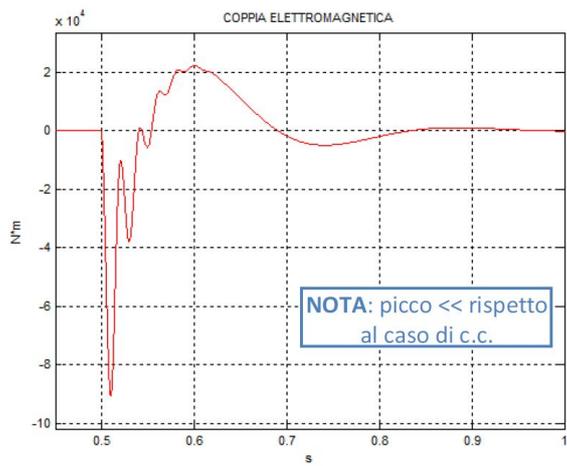
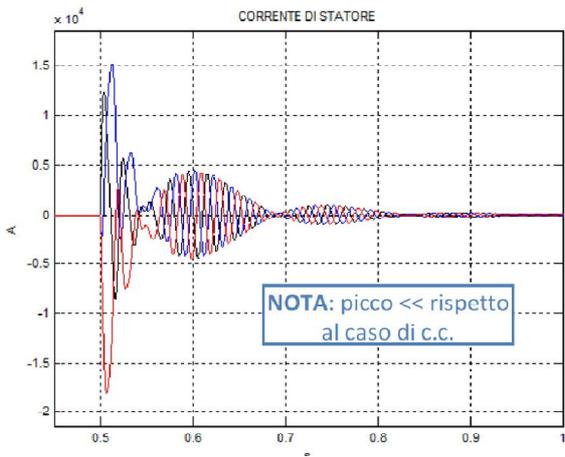
Risultati della simulazione per $\delta_{err} = +20^\circ$

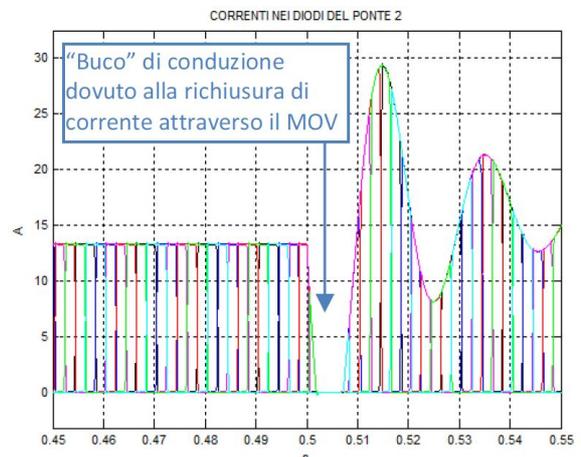
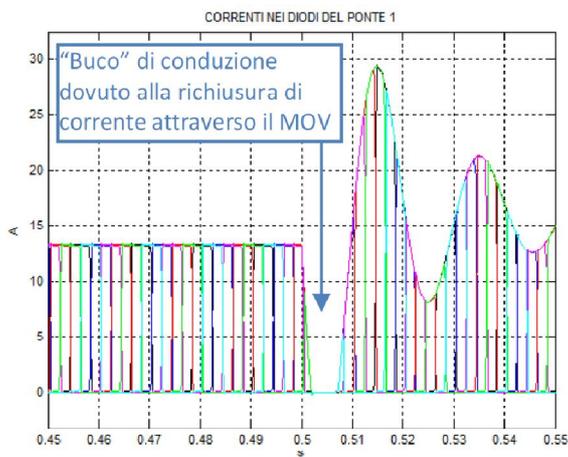
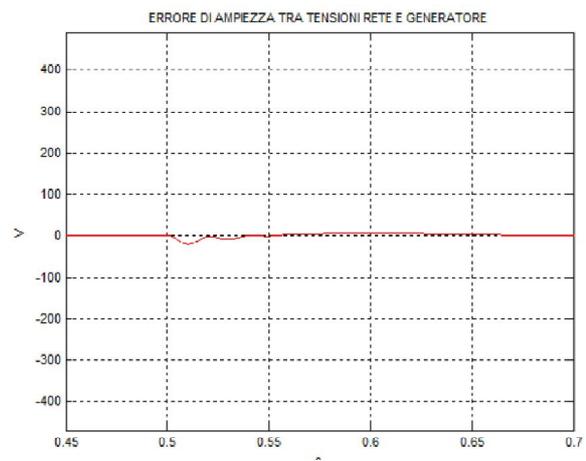
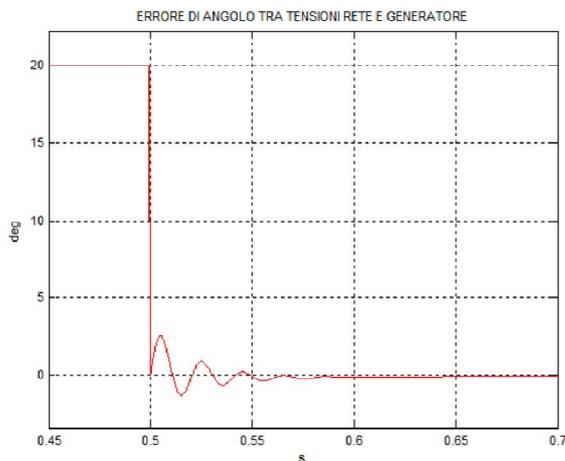
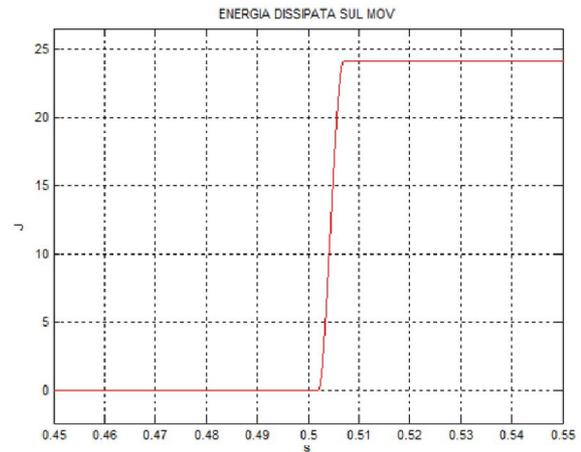
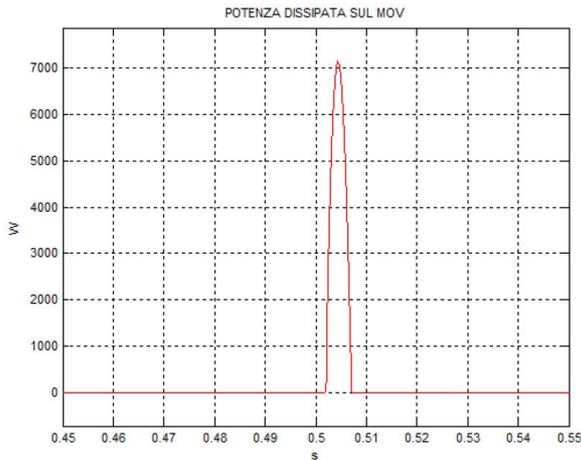




Si può notare dai diagrammi come, alla chiusura dell'interruttore di parallelo, l'errore di fase tra rete e generatore provochi una sovracorrente. Questa, similmente ad un corto circuito, tenderebbe a deflussare la macchina, pertanto le correnti di reazione rotorica di campo e gabbie, per il principio di Lenz, si oppongono al deflussaggio e, in particolare, la corrente di campo aumenta durante il transitorio. Mantenendosi dunque sempre positiva, la corrente di campo fluisce attraverso i raddrizzatori durante tutto il transitorio e, di conseguenza, non si verifica l'intervento del MOV (corrente, potenza ed energia nel MOV restano praticamente nulli).

Risultati della simulazione per $\delta_{err} = -20^\circ$





Restano salve le osservazioni fatte con riferimento al caso $\delta_{err} = +20^\circ$, eccetto che la corrente statorica indotta alla chiusura dell'interruttore, vista la relazione di fase tra tensione del generatore e della rete, presenta un andamento tale che tenderebbe a surflussare la macchina. Pertanto, per il principio di Lenz, le correnti rotoriche indotte (nel campo e nelle gabbie) si oppongono a tale surflussaggio. In particolare, la corrente di campo subisce un brusco abbassamento, di entità tale che, in un certo istante tra 0.5 s e 0.55 s, si annulla. Non potendo la corrente di campo (negativa) passare attraverso i ponti raddrizzatori (che sono unidirezionali), essa non può che chiudersi attraverso il MOV. Data la caratteristica voltamperometrica del MOV stesso, ciò causa una sovratensione che non

dovrebbe risultare pericolosa per la tenuta dell'isolamento, essendo il componente dimensionato in modo corretto.

Conclusioni

La manovra di chiusura dell'interruttore di parallelo in presenza di errore d'angolo δ_{err} tra tensione di macchina e di rete determina, secondo le simulazioni condotte, un transitorio di simulazione diverso a seconda del segno di δ_{err} , fermo restando un modulo massimo fissato a $|\delta_{err}| = 20^\circ$. Nel caso di segno positivo, infatti, il transitorio presenta gli andamenti tipici di un corto circuito, con una corrente di campo che cresce e si riassetta al valore iniziale senza mai annullarsi; viceversa nel caso di segno negativo, la corrente di campo subisce una diminuzione fino ad invertirsi, causando l'intervento del MOV. In entrambi gli scenari simulati, comunque, l'entità delle sollecitazioni evidenziate, in termini di coppia, correnti, tensioni, è molto inferiore a quella che si avrebbe in un transitorio di corto circuito tripolare o fase-fase, quindi presumibilmente ben entro i margini di sicurezza previsti a progetto.

3.6. Richiusura fuori sincronismo

Si considera un'isola di generazione connessa alla rete pubblica. In condizioni normali la potenza generata e quella richiesta coincidono, ma se il carico varia si ha un transitorio di frequenza nel momento in cui il generatore aumenta o diminuisce la potenza in uscita per portarsi in equilibrio. Questa deviazione di frequenza può significare che l'isola è temporaneamente fuori dalle condizioni di sincronizzazione con la rete.

La figura 3.18(a) mostra la risposta tipica del controllo di un generatore privo di controllo di fase allo sbilanciamento di carico, si nota la deviazione di frequenza e il successivo ritorno al valore nominale e la differenza di fase costante a regime. [41]

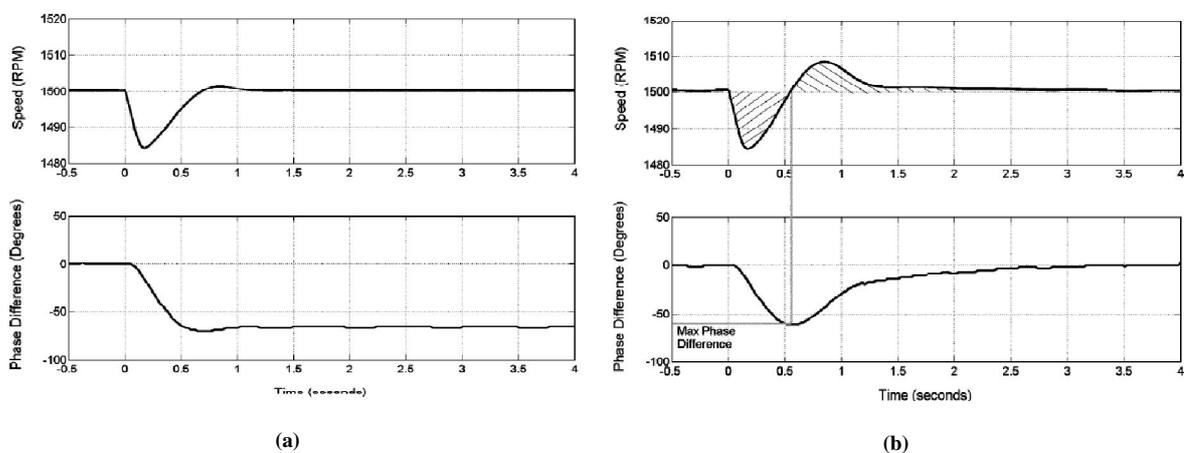


Figura 3.18: Simulazione della risposta del controllo di frequenza ad un disturbo di carico senza controllo di fase (a) e con controllo di fase (b)

Dotando il sistema di controllo di fase è possibile azzerare tale errore, che si è visto essere tra le condizioni fondamentali per la richiusura del parallelo isola – rete.

Per realizzare il controllo di fase è necessario che il regolatore riceva il segnale della tensione di rete, da utilizzare come riferimento per la tensione generata. Non è sufficiente comparare solamente il valore efficace delle tensioni ma la forma d'onda completa, quindi anche frequenza e fase. In figura 3.18(b) è riportata la risposta tipica di un sistema con controllo di fase. La sovralongazione della curva di frequenza è desiderata, in modo da recuperare la differenza di fase; per azzerarla occorre che le aree negativa e positiva dell'errore di frequenza siano di ugual valore. La differenza massima di fase si ha nel punto in cui l'errore di frequenza cambia di segno. Nel caso in cui la differenza di fase superasse i 180° potrebbe essere più efficiente che la frequenza rimanesse sotto il valore nominale in modo da azzerare più velocemente la differenza di fase. In questo caso il criterio dell'eguaglianza delle aree nel grafico della frequenza è ancora valido facendo riferimento al punto di attraversamento dei 180° . Il tempo di ripristino si riduce tanto più si aumenta la differenza di frequenza.

Tuttavia non è sufficiente comparare il segnale di riferimento ricevuto con la tensione generata, occorre conoscere il ritardo introdotto nella trasmissione del segnale e le possibili variazioni di fase tra il punto di misura e il punto di interconnessione dell'isola con la rete. Ritardi tipici per la trasmissione

e l'elaborazione dei dati possono andare dai 100-150 ms per linee in fibra ottica o microonde ai 200-300 ms per linee telefoniche. Le variazioni di fase dipendono principalmente dal flusso di carico e dall'impedenza della rete.

I moduli di controllo che operano la sincronizzazione sono trattati nel paragrafo 3.7.1.

3.7. Sistemi di controllo per la gestione dei transitori

I generatori sincroni Marelli Motori sono autoregolati e autoeccitati, ciò significa che la loro unica necessità è di essere mossi da un motore primo che garantisca una velocità costante e idonea con il numero di poli del rotore del generatore e la frequenza della tensione da produrre. La velocità alla quale devono ruotare è data dalla formula: $n = 60 \cdot f / p$; dove n è il numero di giri del rotore [rpm], f è la frequenza di rete [Hz], p è il numero di coppie polari.

Tabella 3.1: Possibili configurazioni dei generatori sincroni

Numero poli	Velocità richiesta @ 50 Hz [rpm]	Velocità richiesta @ 60Hz [rpm]
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600
14	428,57	514,29
16	375	450
18	333,33	400

Il motore primo deve quindi avere una regolazione a sé, nel caso di un motore endotermico prende il nome di *governor*, nel caso di turbina idraulica si parla più semplicemente di regolatore di velocità. La loro funzione è quella di controllare il flusso di carburante o la portata d'acqua in modo da mantenere costante la velocità di rotazione della macchina a fronte di variazioni di carico. All'aumentare della richiesta di energia infatti il generatore richiede una coppia maggiore e tende a rallentare, viceversa accelera al diminuire del carico. È importante mantenere la frequenza della tensione prodotta entro ranges ristretti, specificati dalle normative nazionali.⁹ È necessario adottare sistemi di protezione idonei in caso di superamento dei valori imposti.

La scheda di regolazione del generatore si occupa di controllare l'eccitazione in modo che il generatore stesso fornisca in uscita una tensione costante anche a fronte di variazioni di carico o disturbi nella rete alimentata. Le normative Enel per l'allacciamento di impianti di produzione alla rete pubblica impongono che la tensione generata assuma valori entro il $\pm 20\%$ della tensione nominale. Il regolatore che si occupa di ciò è l'AVR (regolatore automatico di tensione). Esso rileva la tensione media su due o tre fasi dei morsetti d'uscita, ovvero degli avvolgimenti dello statore principale, e interviene sull'entità della tensione continua di alimentazione dello statore eccitatrice. È noto infatti che la tensione alternata indotta sugli avvolgimenti di statore ha ampiezza proporzionale al campo magnetico indotto, generato dalla corrente continua degli avvolgimenti di rotore; quest'ultima è a sua

⁹ ENEL impone la qualità della tensione fornita entro i valori 49,7 e 50,3 Hz, salvo casi particolari di reti disturbate che provocano, in normali condizioni di esercizio, interventi intempestivi delle protezioni di massima/minima frequenza, per i quali è possibile estendere il range tra i 49 e i 51 Hz.

volta indotta – e in seguito raddrizzata – da un piccolo alternatore (eccitatrice), il cui induttore è montato direttamente sul rotore del generatore principale. In questo modo si alimenta il rotore principale senza l’ausilio di spazzole, che richiedono assidue manutenzioni.

L’AVR digitale di fabbricazione Marelli Motori ha bisogno di una tensione alternata di alimentazione di valore efficace compreso tra 50 e 277 V a frequenza da 50 a 400 Hz, sia monofase che trifase, ottenibile dai terminali principali della macchina, oppure da avvolgimento ausiliario o da un PMG (*Permanent Magnet Generator*). Tale tensione viene raddrizzata e filtrata e utilizzata quindi sia per alimentare la circuiteria interna della scheda, sia per alimentare lo statore eccitatrice. [42]

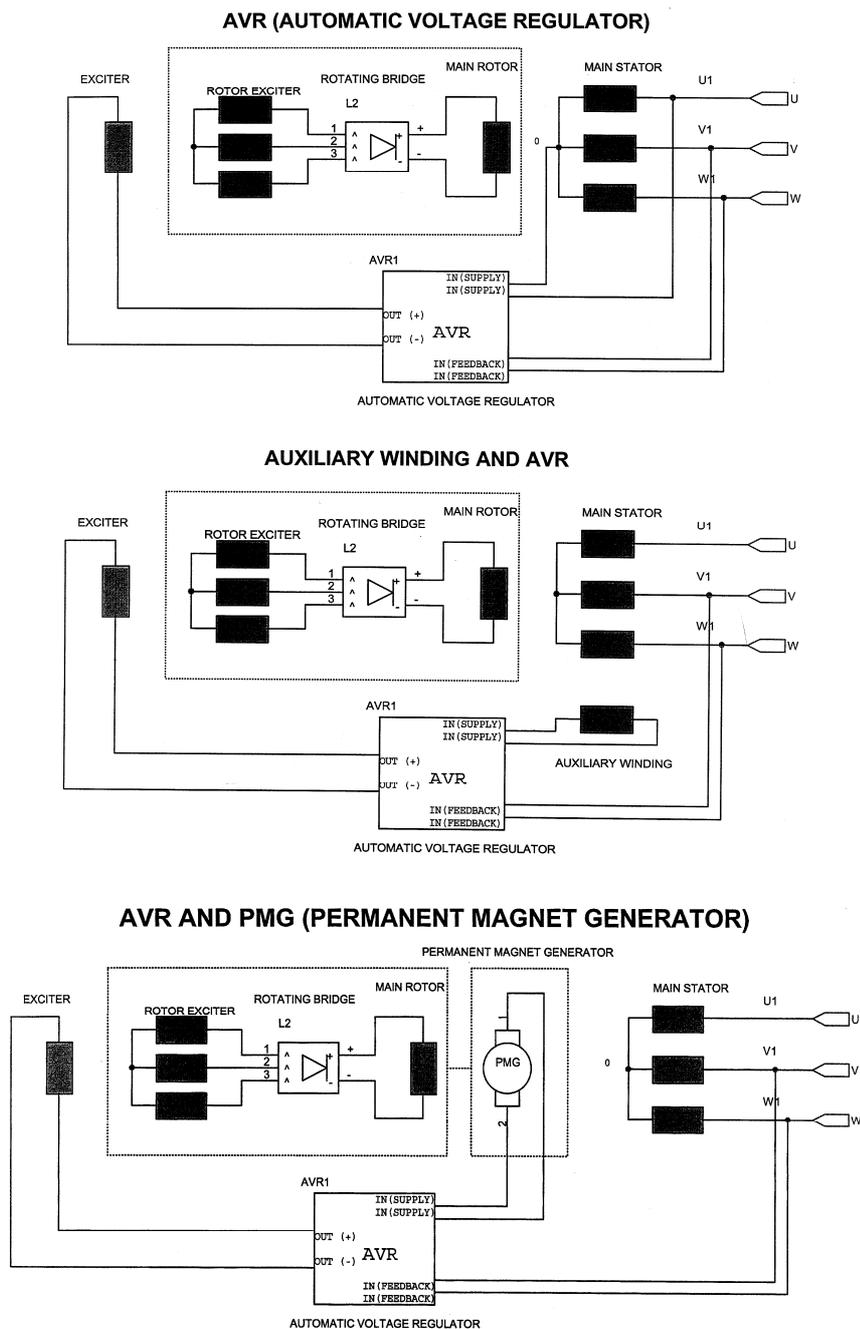


Figura 3.19: Vari schemi di alimentazione di un AVR

All'avvio del generatore l'AVR non fornisce alimentazione di eccitazione, la tensione di uscita assume un valore molto basso e lontano da quello nominale finale. Esso parte da 0 V a 0 giri/min e raggiunge il valore di "residuo magnetico" ai giri nominali.

L'AVR sfrutta tale tensione residua per fornire un primo spunto di eccitazione, infatti all'avvio l'AVR rileva una tensione molto inferiore a quella di riferimento e tende quindi a dare in uscita la massima porzione possibile. La tensione fornita dall'AVR e quella di uscita del generatore hanno un andamento inizialmente lento per poi impennarsi fino al valore nominale.

Le due parti di potenza e di controllo sono integrate all'interno della stessa scheda elettronica. Il blocco di potenza è costituito essenzialmente da un diodo di potenza (volano) e un SCR (*Silicon Controlled Rectifier*), il cui innescò determina la porzione della potenza in ingresso che viene fornita al campo eccitatrice. Il blocco di controllo ha lo scopo di controllare l'innescò dell'SCR dello stadio di potenza, in funzione delle grandezze di tensione e corrente rilevate sull'uscita del generatore e del riferimento stabilito dall'operatore.

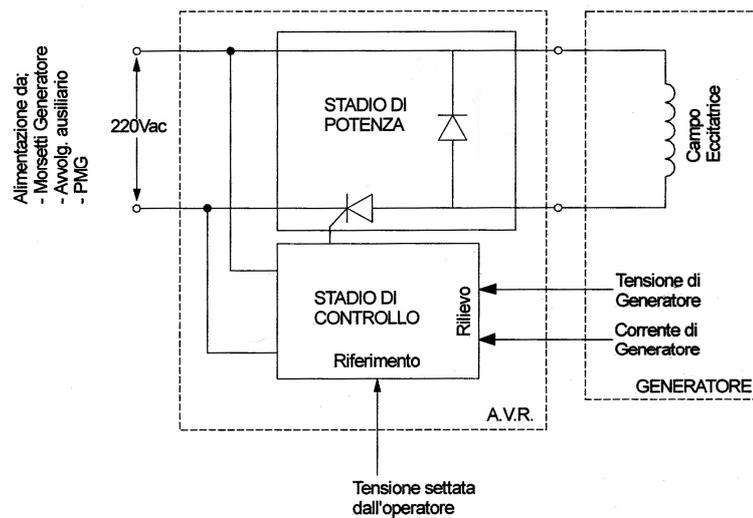


Figura 3.20: Schema di un AVR

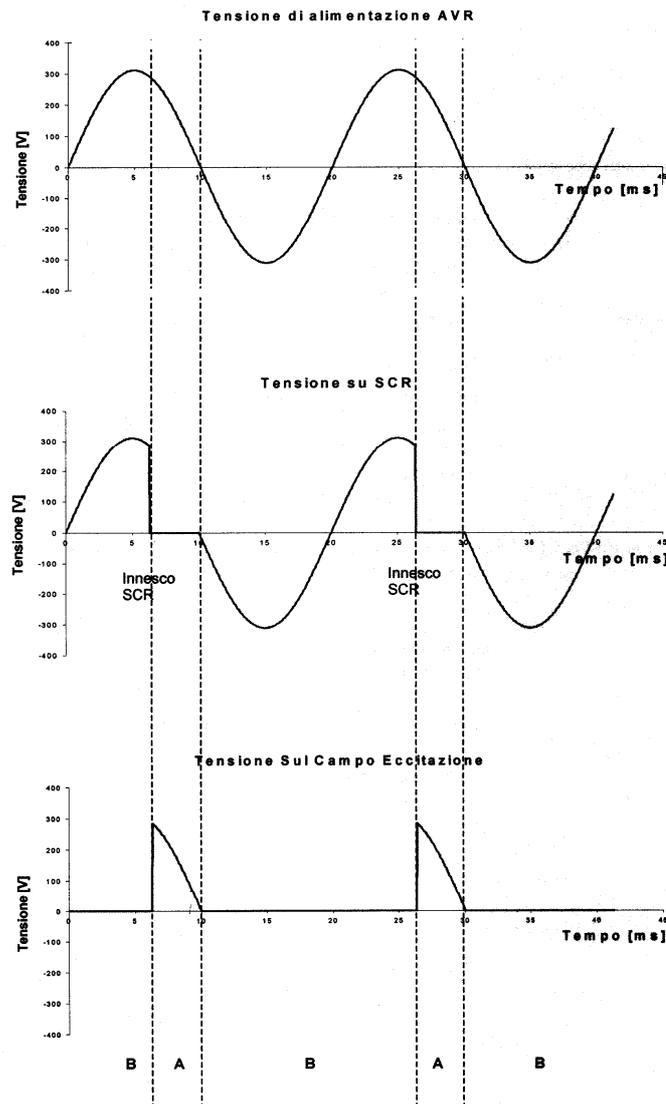


Figura 3.21: Curve di tensione dello stadio di potenza dell'AVR

È possibile regolare i tempi di risposta del sistema, ovvero la stabilità del sistema in catena chiusa. Tanto più rapida è la risposta alle variazioni del sistema, tanto minore è la stabilità, con la possibilità di avere sovraelongazioni di tensione ad un gradino del riferimento di ingresso e pendolamento.

In genere lo stadio di controllo è costituito da un controllore PID digitale, con i tre termini Proporzionale, Integrabile e Derivativo impostabili singolarmente tramite l'immissione diretta delle rispettive costanti K_P , K_I , K_D .

L'AVR prevede anche delle limitazioni e protezioni al fine di evitare danni al sistema in casi particolari, ad esempio quando il generatore è utilizzato a basse velocità il riferimento di tensione diminuisce automaticamente in modo lineare al diminuire della frequenza di generatore.

È possibile modificare il valore della frequenza di zero volt e di quella di corner e quindi la pendenza della curva.

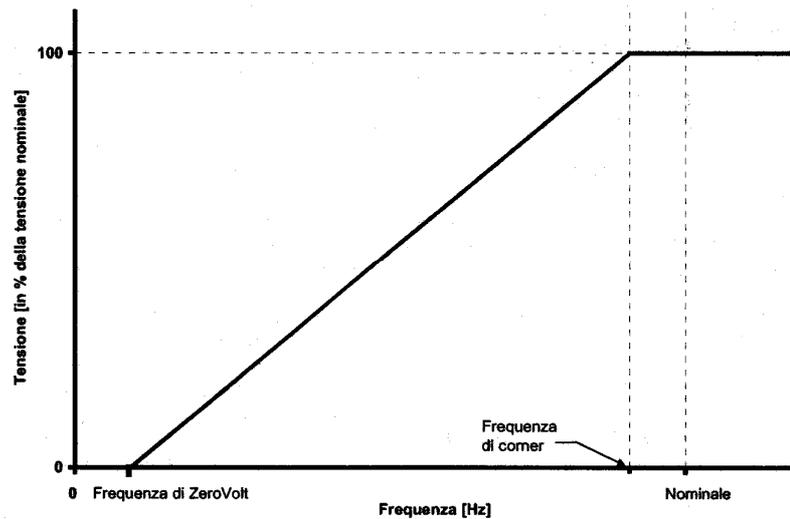


Figura 3.22: Limitazione per sottofrequenza

Un'altra limitazione prevista è applicata alla tensione o alla corrente di eccitazione, in modo tale che esse non raggiungano un valore tale da provocare il surriscaldamento degli avvolgimenti di eccitazione. Quando si verifica una sovraeccitazione, la limitazione interviene entro un intervallo di tempo stabilito e riporta il valore della tensione o della corrente ad un valore di sicurezza. Tanto maggiore è la sovraeccitazione, tanto minore dovrà essere il tempo di intervento.

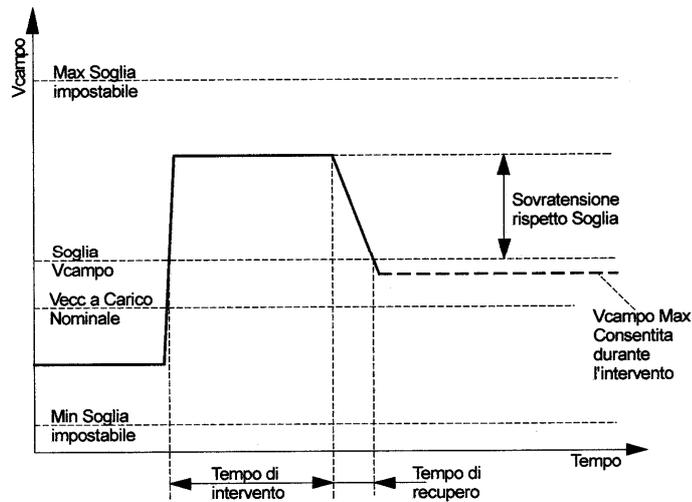


Figura 3.23: Limitazione per sovraeccitazione, intervento sulla tensione

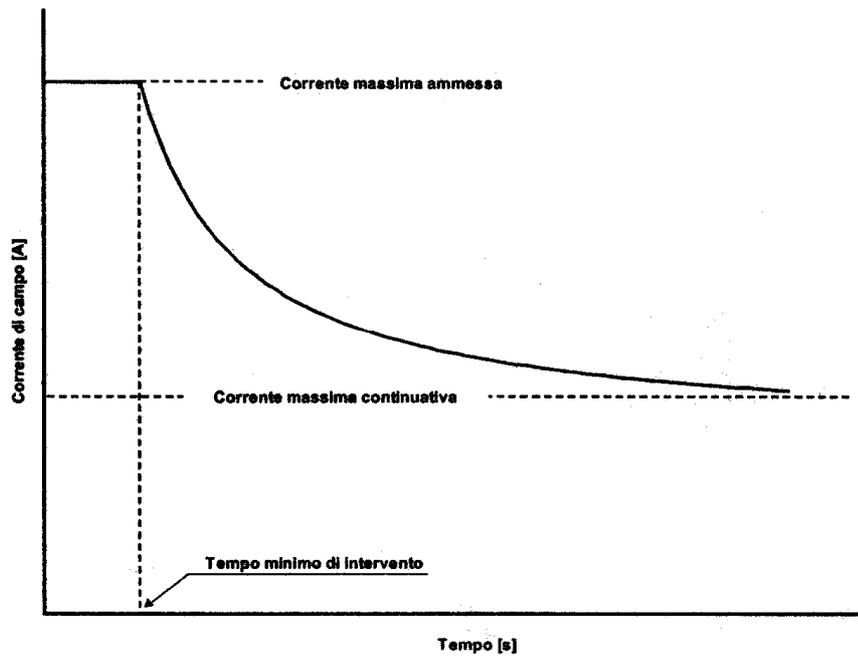


Figura 3.24: Limitazione per sovraeccitazione, intervento sulla corrente

La sottoeccitazione è un'altra condizione da evitare in quanto può portare problemi di smagnetizzazione e perdita di sincronismo, il controllo si basa sulla potenza reattiva di tipo smagnetizzante rilevata in uscita ed evita che la corrente di campo assuma valori troppo bassi. La curva di limitazione, simile a quella di figura 3.25, è calcolata automaticamente a partire dal punto A, l'area di lavoro permessa è quella non tratteggiata.

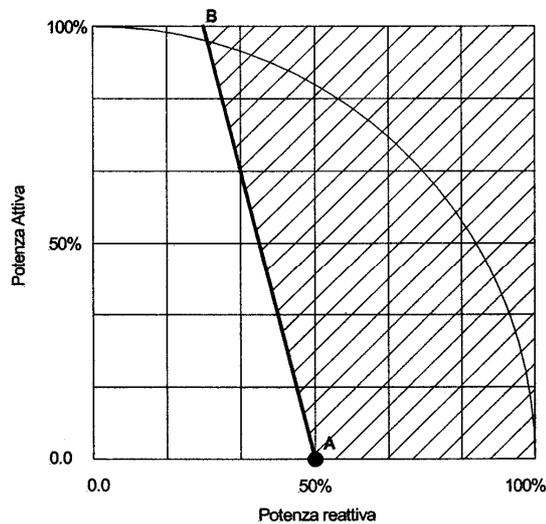


Figura 3.25: Limitazione di sottoeccitazione

I generatori autoeccitati, come si può notare da una tipica curva riportata in figura 3.26, non sono in grado di sostenere il funzionamento in corto circuito e perciò non sono richieste particolari protezioni verso questa situazione in quanto essi sono autoprotetti. Tuttavia il generatore non è protetto a sovraccarichi dovuti a guasti di rete.

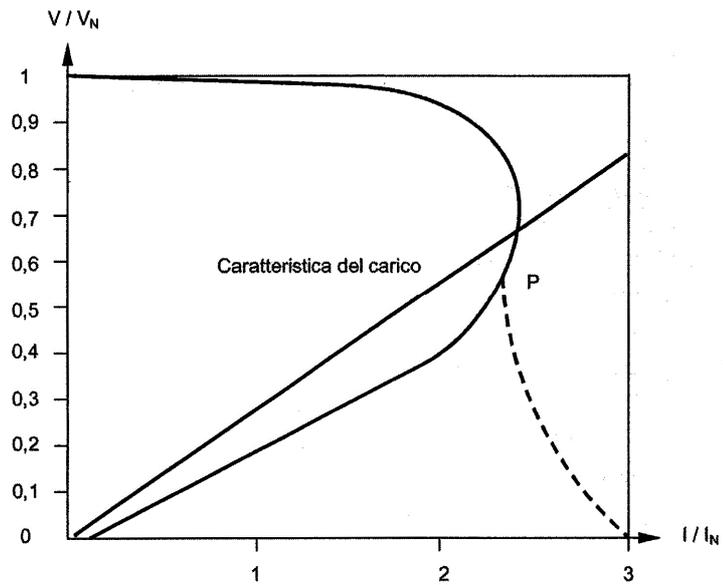


Figura 3.26: Curva di carico di un generatore sincrono autoeccitato

In molti impianti la corrente di corto circuito permanente è importante per azionare i dispositivi di protezione di sovracorrente. Se è richiesta selettività tra i vari dispositivi, la corrente di corto circuito permanente deve essere sostenuta ad un valore che assicuri l'intervento dei relè di protezione: tale valore è generalmente 2,5-3 volte la corrente nominale del generatore.

Visto che i regolatori di tensione normalmente non consentono di mantenere correnti elevate in caso di cortocircuiti, si aggiunge un dispositivo di sovraeccitazione (varicomp) che permette, una volta raggiunto il punto P, di muoversi lungo la caratteristica tratteggiata. In tal modo, in condizioni di corto circuito, l'alternatore riesce ad erogare una corrente di guasto permanente di circa 3 volte la nominale. Il dispositivo inoltre permette di sostenere la corrente di eccitazione in caso di forti o improvvisi sovraccarichi, come ad esempio in caso di avviamento di motori asincroni.

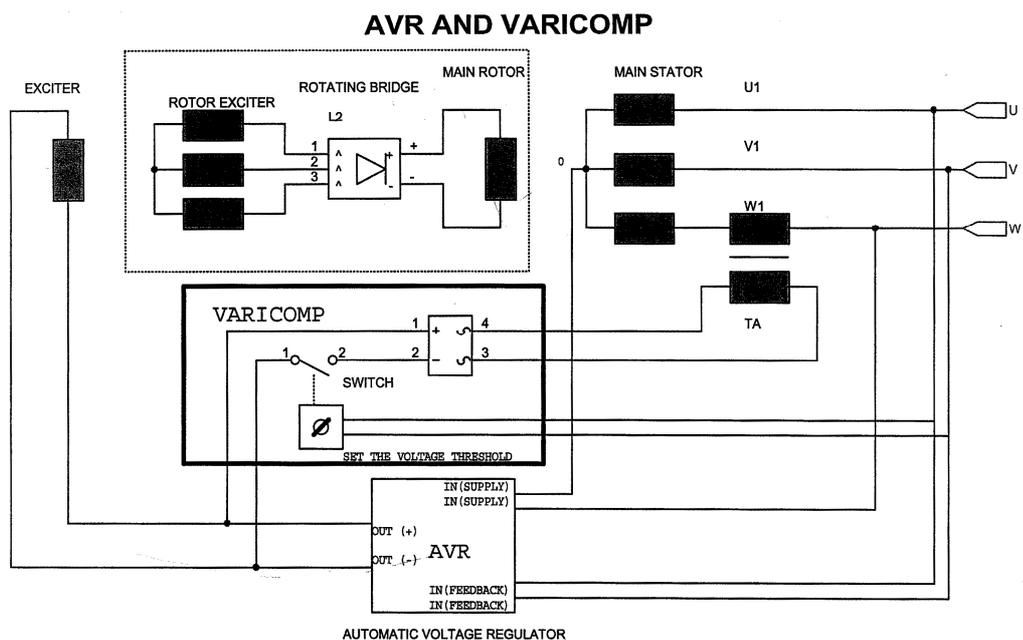


Figura 3.27: Schema di un alternatore sincrono con AVR e Varicomp

Il varicomp è composto da un trasformatore di corrente e da una scheda elettronica di controllo. Il trasformatore di corrente fornisce una corrente alternata proporzionale alla corrente di uscita del generatore: tale corrente viene raddrizzata e addizionata alla corrente di uscita del regolatore di tensione. Il trasformatore di corrente è comunque normalmente cortocircuitato e non agisce sul circuito di eccitazione in condizioni di funzionamento normale. L'effetto del trasformatore risulta presente solo qualora la tensione di uscita del generatore si riduca al di sotto del 70% circa della tensione nominale.

Può essere utile che l'AVR sia in grado di lanciare allarmi in caso di sovratensione, sovracorrente e sottotensione di generatore, ai quali associare delle funzioni di intervento automatiche o manuali.

Un allarme può essere lanciato anche in corrispondenza di guasto diodi del raddrizzatore rotante, una condizione che può portare al danneggiamento di qualche componente del generatore: ad esempio un diodo in corto circuito causa il passaggio di una corrente molto alta nell'avvolgimento di armatura dell'eccitatrice con conseguente surriscaldamento e danneggiamento dell'eccitatrice stessa. Un diodo interrotto invece causa un aumento dell'eccitazione costantemente richiesta al regolatore di tensione per il mantenimento del livello operativo, con conseguente possibile danneggiamento del regolatore stesso. Per rilevare un guasto diodi è sufficiente monitorare la corrente di eccitazione, la quale presenterà un *ripple* piuttosto accentuato in caso di diodo danneggiato, come illustrato in figura 3.28.

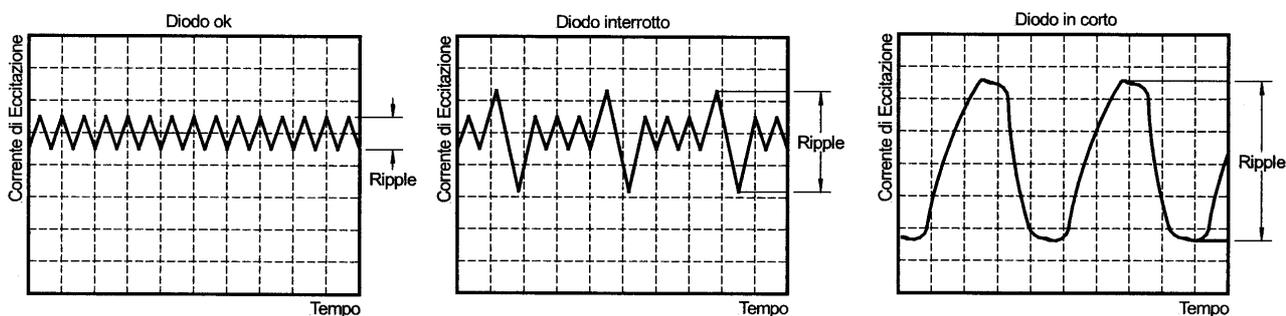


Figura 3.28: Ripple di corrente nelle varie condizioni del diodo

Infine alcuni AVR prevedono la funzione di “*Statismo*” o “*Reactive Droop Compensation*”: essa è utilizzata allo scopo di ottenere la suddivisione desiderata del carico reattivo tra due o più generatori operanti in parallelo.

Quando la funzione è abilitata, il regolatore calcola la parte reattiva del carico del generatore, a partire dal rilievo della tensione di generatore tra le fasi U e V e della corrente della fase W, e modifica di conseguenza il riferimento di tensione di generatore.

Un fattore di potenza unitario non porta ad alcun cambiamento del riferimento di tensione. Un fattore di potenza induttivo (“*lagging*”) porta ad una riduzione della tensione (*Droop*) di uscita del generatore. Un fattore di potenza capacitivo (“*leading*”) porta ad un aumento della tensione di uscita del generatore.

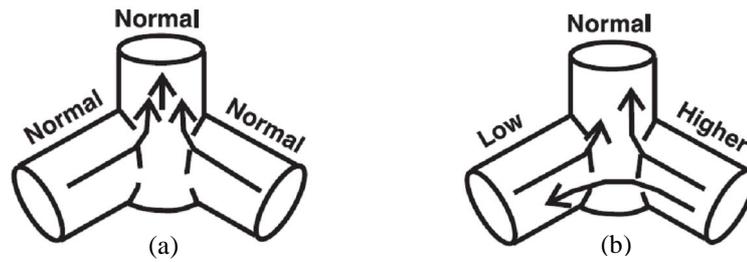


Figura 3.29: Tubazioni d'acqua alla stessa pressione (a) e con pressioni differenti (b)

Un'analogia su come un generatore tenda ad alimentare un altro generatore in caso di carichi non equilibrati è data da due ipotetiche tubazioni di uguale diametro che si innestano in una tubazione comune. Quando le due tubazioni portano acqua alla stessa pressione, entrambe alimentano la tubazione comune con la stessa quantità d'acqua (figura 3.29a). Se improvvisamente la pressione dell'acqua in una delle due tubazioni cala, la seconda tubazione darà una maggiore quantità d'acqua alla tubazione comune per cercare di mantenere la stessa portata d'acqua (figura 3.29b). In questa condizione la pressione nella seconda tubazione è maggiore di quella nella prima, perciò parte dell'acqua della seconda tubazione scorrerà nella prima per eliminare lo squilibrio.

Quando sono connessi in parallelo due o più generatori, ognuno di essi deve avere un circuito di *reactive droop compensation* indipendente dagli altri. Un circuito tipico è costituito da un trasformatore di corrente e un modulo di parallelo; quest'ultimo consiste in una resistenza di carico e un interruttore connessi all'avvolgimento primario del trasformatore (figura 3.30).

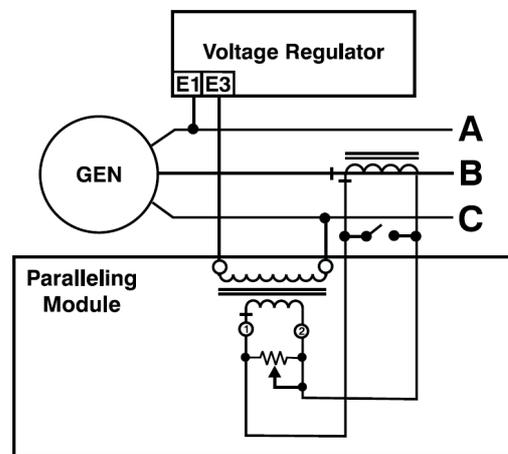


Figura 3.30: Modulo di parallelo

L'interruttore del modulo di parallelo è usato per corto-circuitare l'avvolgimento secondario del trasformatore e la resistenza al fine di disconnettere il generatore dal sistema parallelo.

Il secondario del trasformatore di corrente induce una tensione attraverso la resistenza che si somma vettorialmente alla tensione di linea ottenendo così un segnale di errore da mandare al regolatore di tensione. Da ricordare che la tensione al secondario mantiene la stessa fase di quella al primario e varia soltanto l'ampiezza in modo proporzionale al rapporto di trasformazione.

Il segnale di errore prodotto deve essere tale da non provocare alcuna variazione di regolazione quando si ha ai terminali del generatore un carico con fattore di potenza unitario, in questo caso la tensione ai capi della resistenza deve avere uno sfasamento di 90° rispetto alla tensione di linea.

Sfruttando lo sfasamento di 120° delle tensioni trifase è possibile rilevare la tensione del sistema tra due linee e ottenere così una tensione di linea V_{AC} sfasata di 30° rispetto alle tensioni di fase coinvolte. Sotto condizione di fattore di potenza unitario, la tensione rilevata V_{AC} e le tensioni di fase V_B sono disposte a 90° (figura 3.31).

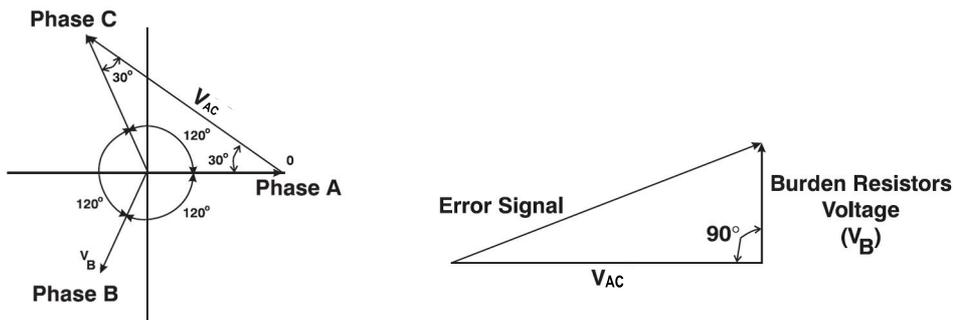


Figura 3.31: Sfasamenti

Quando si applica al generatore un carico reattivo, il vettore di tensione della resistenza ruota in senso orario o antiorario a seconda che il carico sia di tipo induttivo o capacitivo.

Quando il carico del generatore ha un fattore di potenza capacitivo (*leading*), il vettore di tensione della resistenza di carico del modulo di parallelo ruota in senso antiorario (figura 3.32).

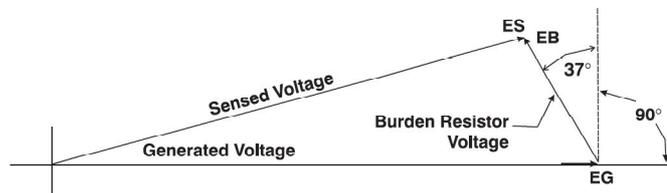


Figura 3.32: Diagramma vettoriale di un carico capacitivo

L'aumento dello sfasamento tra la tensione generata e la tensione della resistenza di carico (in figura 127°) provoca il decremento della tensione da mandare al regolatore ottenendo così un aumento dell'eccitazione del generatore.

Al contrario quando il carico del generatore ha un fattore di potenza induttivo (*lagging*), il vettore di tensione della resistenza di carico ruota in senso orario (figura 3.33).

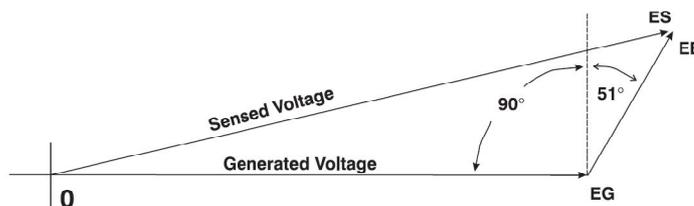


Figura 3.33: Diagramma vettoriale di un carico induttivo

La diminuzione dello sfasamento tra la tensione generata e la tensione della resistenza di carico (in figura 39°) provoca l'incremento della tensione da mandare al regolatore ottenendo così una diminuzione dell'eccitazione del generatore.

La sensibilità del modulo di parallelo può essere variata modificando i valori della resistenza di carico e del rapporto di trasformazione. Tipicamente si fa uso di reostati da 1Ω , con possibilità di regolazione. Il valore del segnale di errore mandato al regolatore di tensione è proporzionale a modulo e fase della tensione ai capi della resistenza, quest'ultima è determinata dalla corrente del secondario del trasformatore. Tipicamente i trasformatori di corrente usati sono dimensionati per dare in uscita una corrente di 5A con una potenza massima di carico di 25VA, quindi la tensione massima attraverso la resistenza da 1Ω sarà di 5V. Si può notare che la caduta di tensione attraverso la resistenza è tipicamente il 5% della tensione generata per minimizzare le correnti circolanti.

Per evitare che il modulo di parallelo causi variazioni di tensione in seguito a variazioni di carico, è possibile modificare il circuito interconnettendo i regolatori dei vari generatori. Questo secondo metodo (*reactive differential compensation*) si differenzia dal primo (*reactive droop compensation*) vere la caratteristica di compensare le correnti tra i generatori senza cadute di tensione causate dal segnale di errore.

La figura 3.34 schematizza due generatori in parallelo con l'adozione della compensazione reattiva differenziale. Si notano le interconnessioni tra i terminali degli avvolgimenti primari dei due trasformatori di corrente.

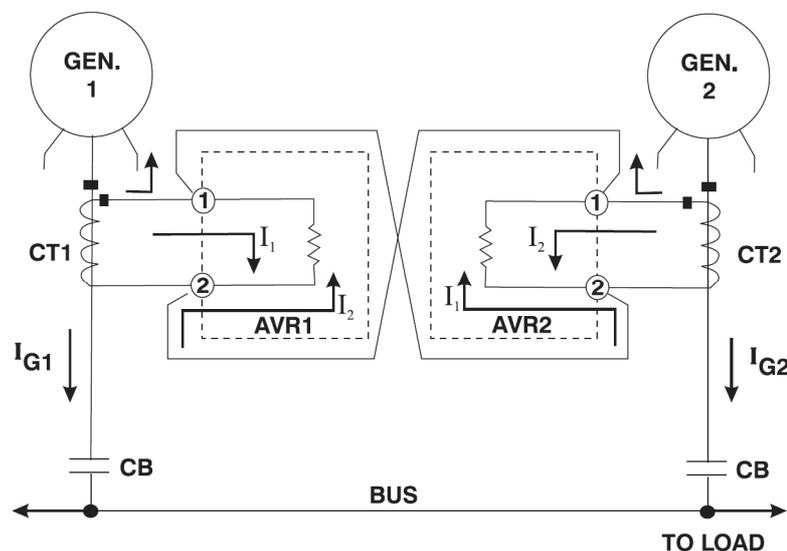


Figura 3.34: Due generatori messi in parallelo con compensazione reattiva differenziale

Sulla resistenza dei moduli di parallelo scorrono due correnti in direzioni opposte, una proveniente dal secondario del trasformatore a cui la resistenza è direttamente collegata e una proveniente dal morsetto opposto del secondario dell'altro trasformatore. In condizione di equilibrio le due correnti si annullano e non si ha alcuna tensione sviluppata ai capi delle resistenze. Se un generatore inizia ad assumere un carico reattivo maggiore dell'altro generatore, la corrente di linea aumenta, così come la corrente al

secondario del trasformatore. In questo modo si ha un aumento della tensione ai capi della resistenza del modulo in questione, che porta il regolatore di tensione a diminuire l'eccitazione, al fine di ridurre la corrente generata. In contemporanea la corrente al secondario del trasformatore circola anche nella resistenza dell'altro generatore, in verso opposto, ciò genera la stessa tensione ai capi della prima resistenza ma di polarità opposta e quindi il regolatore di tensione aumenterà l'eccitazione. Il risultante incremento di eccitazione in un generatore e decremento nell'altro porta il sistema di generazione posto in parallelo a bilanciarsi da sé.

Affinché la compensazione reattiva differenziale funzioni correttamente occorre che tutti i moduli di parallelo siano interconnessi e che i trasformatori abbiano gli stessi rapporti di trasformazione in modo che le correnti nel circuito interconnesso abbiano gli stessi valori e si annullino se il sistema è in equilibrio. Se i generatori non sono tutti uguali, i trasformatori adottati devono avere un rapporto di trasformazione appropriato. Anche le resistenze devono essere tutte uguali in modo che, in caso di sbilanciamento tra le uscite dei generatori, le correnti che scorrono attraverso esse comportino le stesse tensioni e quindi le stesse regolazioni (figura 3.35).

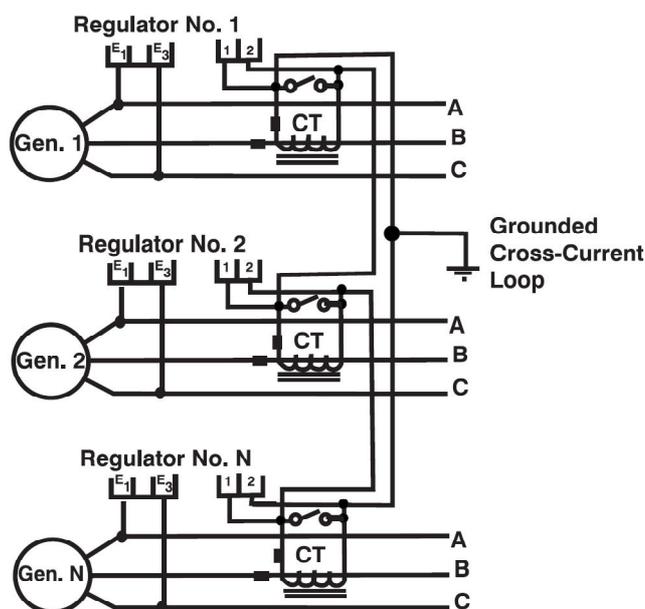


Figura 3.35: Connessione di n generatori in parallelo con compensazione reattiva differenziale

3.7.1. Moduli di controllo per la sincronizzazione

I moduli che operano la sincronizzazione automatica tra generatore e rete, o tra più generatori, sono controllori aggiuntivi che si occupano di calcolare quali riferimenti dare al regolatore di tensione dell'alternatore e al *governor* del motore primo, in modo da far combaciare la tensione generata con la tensione di rete in ampiezza, frequenza e fase prima di chiudere il contatto di allacciamento.

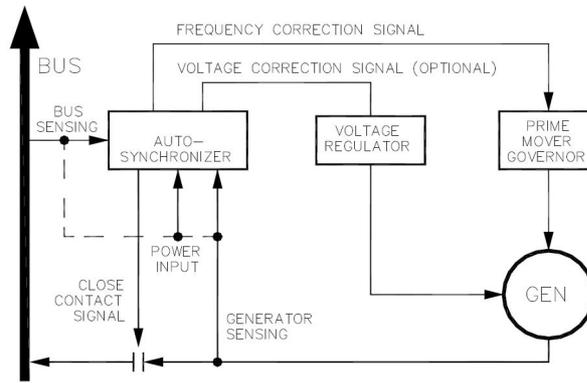


Figura 3.36: Schema a blocchi di un generatore allacciato alla rete con sincronizzatore

Perché il flusso di potenza vada dalla macchina al sistema al momento della chiusura del contatto è auspicabile che la frequenza del generatore sia leggermente superiore di quella di rete. Tuttavia per macchine piccole è accettabile iniziare la chiusura del contatto mentre la macchina è leggermente più lenta del sistema, a condizione che i parametri per la sincronizzazione siano entro i limiti prestabiliti e che la macchina stia accelerando e sia in grado di sopportare il carico. I range accettati potrebbero essere tipicamente:

Tabella 3.2: Ranges accettati per la sincronizzazione piccolo generatore - rete

Differenza di frequenza	0,1 Hz
Errore di fase	0° - 30°
Differenza di tensione	4 V

Con macchine più grandi, usate ad esempio in applicazioni idroelettriche, turbine a gas, turbine a vapore, la sincronizzazione deve essere molto accurata ed è possibile utilizzare un unico sincronizzatore automatico per tutti i generatori in parallelo, commutando simultaneamente input e output per servire con ordine tutte le macchine. Il tempo di chiusura di ogni interruttore di ogni generatore è memorizzato nel sincronizzatore e richiamato in base al generatore servito.

In questo tipo di installazioni è generalmente desiderato che nel momento della chiusura del contatto il motore primo stia accelerando in modo che il generatore possa sopportare e alimentare il carico immediatamente; in altre parole è desiderata una leggera differenza di frequenza e un dispositivo apposito ha il compito di predire l'istante di coincidenza delle fasi.

Tipi di sincronizzatori automatici

- Ad aggancio di fase (*phase lock or phase matching type*)

I sincronizzatori ad aggancio di fase stabiliscono per la chiusura del contatto una finestra di accettazione di angolo e di ampiezza di tensione. Quando i valori del generatore entrano in questa finestra il sincronizzatore provvede ad azionare un relè che darà inizio alla chiusura del contatto. I sincronizzatori ad aggancio di fase operano sul principio di provvedere dei segnali di correzione al governor e all'AVR finché le due tensioni non coincidono in ampiezza e fase e quindi inizierà la chiusura.

- Anticipatori (*anticipatory type*)

I sincronizzatori automatici anticipatori monitorano la frequenza, la fase e l'ampiezza delle tensioni ai capi del contatto controllato così come il primo tipo di sincronizzatori. Inoltre hanno la capacità di dare il comando di chiusura agli interruttori prima che avvenga l'aggancio di fase in modo che la chiusura effettiva avvenga alla minima differenza di fase. Questa soluzione minimizza i transitori di sistema. [43]

Le lame dell'interruttore non si possono chiudere istantaneamente, perciò il sincronizzatore deve dare il segnale di chiusura del contatto in anticipo rispetto al punto di sincronismo esatto. Il calcolo si basa sulla differenza di frequenza tra la tensione generata e quella di rete e dai tempi di chiusura dell'interruttore:

$$\theta_A = 360(T_B + T_R)F_S$$

dove:

θ_A : è l'angolo di anticipo, ossia l'angolo elettrico di fase tra la tensione generata e quella di rete al quale il sincronizzatore dà il segnale di inizio chiusura

T_B : è il tempo di chiusura dell'interruttore considerato dall'arrivo del segnale di chiusura alla chiusura effettiva del contatto

T_R : è il tempo di risposta del relè che fornisce il comando di chiusura, approssimativamente 0,018 secondi

F_S : è la differenza di frequenza tra la tensione generata e la tensione di rete.

Il processo di sincronizzazione inizia non appena la macchina, accelerando, acquisisce una velocità di rotazione sufficiente per far intervenire il sincronizzatore, il quale agisce sul governor e sull'AVR in modo da far rientrare nei limiti prefissati i valori di ampiezza e frequenza di tensione generata. A questo punto il sincronizzatore smette di fornire correzioni e calcola l'angolo di anticipo necessario perché l'interruttore si chiuda in corrispondenza di un errore di fase nullo alla data differenza di frequenza tra i due sistemi.

A titolo di esempio è illustrata in figura 3.37 la relazione che intercorre tra differenza di frequenza, tempo di chiusura dell'interruttore e angolo di anticipo necessario per avere errore di fase nullo alla chiusura del contatto.

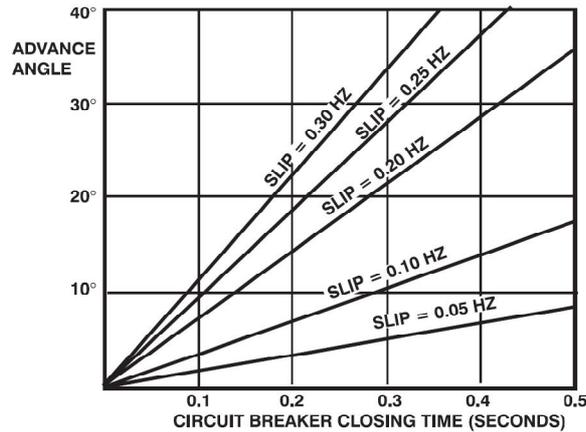


Figura 3.37: Caratteristica differenza di frequenza - angolo di anticipo

3.7.2. Sovratensione al distacco del carico

È interessante studiare il comportamento del generatore nel momento in cui si stacca improvvisamente dalla rete, in modo da evitare che tale condizione comporti guasti al generatore stesso. Le cause di un distacco di carico possono essere imputate ad esempio ad un problema della rete, o un sovraccarico, oppure un'interruzione volontaria per manutenzioni, per le quali il dispositivo generale dell'impianto reagisce con l'apertura del contatto. Con tale intervento il generatore viene isolato dalla rete e quindi l'assorbimento di energia al generatore si azzerà improvvisamente. Ne consegue un'accelerazione del sistema motore primo – generatore in quanto la coppia motrice si mantiene costante mentre quella di carico cala bruscamente. La situazione può diventare pericolosa per entrambi i componenti a causa della velocità di fuga, inoltre al generatore è necessario azzerare l'eccitazione per evitare sovratensioni. Per questo motivo è previsto un contatto di diseccitazione che interrompe l'alimentazione dell'AVR contemporaneamente all'intervento della protezione generale. Il regolatore del motore primo invece è autonomo e si basa semplicemente sulla velocità di rotazione. [44] [45]

Lo stacco del carico può essere anche soltanto parziale e non totale: la tensione o la frequenza della rete calano bruscamente ma non sufficientemente perché il dispositivo generale intervenga con l'apertura. Non accade alcuna azione che possa rilevare la diminuzione del carico e quindi il regolatore deve essere in grado di gestire tale situazione autonomamente. Il compito principale del controllore dell'impianto è quello di equilibrare la potenza di uscita e di ingresso: in caso di “*partial load rejection*” la potenza di uscita cala improvvisamente e significativamente ed è necessario quindi ridurre anche la potenza di ingresso. Sarà sempre presente un certo *lag* nella riduzione della potenza di ingresso, dovuto dalla somma dei cosiddetti tempi di ritardo, di salita e di assestamento. Il controllore necessita di una differenza tra segnale di ingresso e di riferimento per poter reagire e correggere il suo segnale di comando, dopodiché il sistema globale reagirà con una certa velocità. In particolare un motore endotermico con relativo regolatore ha tempi di risposta piuttosto lenti se confrontati con quelli di un alternatore sincrono controllato con AVR. La riduzione della potenza d'uscita comporta un iniziale aumento della velocità di rotazione del sistema motore primo – alternatore che il *governor* del

motore endotermico deve riportare al valore di riferimento diminuendo il flusso di carburante, evitando di andare in *overspeed* [46]. I rischi che si possono incontrare in questo periodo di tempo sono legati all'aumento eccessivo della velocità di rotazione e quindi anche della frequenza della tensione prodotta e all'aumento eccessivo della tensione di campo. [47]

3.7.3. Corto circuito di rete

Il corto circuito di rete è assimilabile ad un grande sovraccarico, cioè ad una richiesta di potenza molto elevata: si ha infatti un brusco calo della tensione ai capi del generatore e un'impennata della corrente assorbita. Il generatore tenderebbe a rallentare a causa della grande coppia di carico, a fronte di una coppia motrice costante. L'AVR corregge il calo di tensione prodotta con un aumento dell'eccitazione, se è presente anche un varicomp la corrente può raggiungere un valore permanente di circa 3 volte la corrente nominale. I rischi che si incorrono derivano dalle correnti elevate che si sviluppano nella rete che potrebbero rovinare gli avvolgimenti di statore dell'alternatore. [48]

I guasti dei generatori sincroni sono in genere causati da fattori esterni come fulmini, acquazzoni, raffiche di vento, o corti degli isolatori. Statistiche [49] indicano che il 70% dei corto circuiti sono del tipo linea-a-terra e risultano da scariche attraverso gli isolatori durante i temporali. Solo il 5% dei corto circuiti appartengono alla categoria bilanciati trifase. Le diverse tipologie di corto comportano differenti valori di picco di corrente statorica, corrente di campo e coppia elettromagnetica. Il grafico in figura 3.38, tratto dalle prove sviluppate in [48], compara le diverse grandezze menzionate; si può notare come ogni tipologia di corto abbia un diverso *worst-case*.

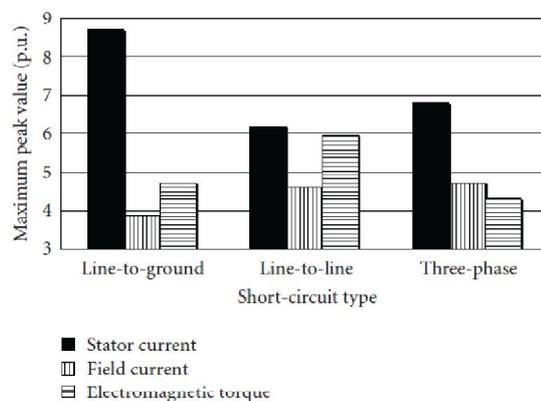


Figura 3.38: Comparativa dei valori di picco delle grandezze coinvolte nel corto circuito di rete

È necessario fornire l'impianto di un equipaggiamento progettato per isolare il generatore guasto dalla parte rimanente del sistema. Gli interruttori hanno la capacità di supportare per un breve periodo di tempo la corrente di corto circuito specifica. La fase di statore e le correnti di campo di rotore assumono valori pericolosi che sovraccaricano termicamente gli avvolgimenti. Inoltre il valore critico della coppia elettromagnetica durante il transitorio di corto circuito deve essere preso in considerazione al momento della progettazione del generatore per valutare la resistenza meccanica della struttura.

Oltre ai sistemi di protezione è importante studiare la stabilità del sistema a questo enorme disturbo esterno: con il ripristino del guasto gli alternatori tendono ad incrementare significativamente la loro richiesta di potenza reattiva rispetto a quella assorbita prima del guasto. Durante il corto la velocità di rotazione tende ad aumentare e, se l'incremento è troppo grande, il generatore può non tornare alla condizione di lavoro. Dallo studio condotto in [50] si può notare la stabilità di un alternatore al variare della durata del guasto di corto circuito e al conseguente aumento della velocità di rotazione fino a superare un valore critico, oltre il quale il sistema non è più in grado di tornare in equilibrio (figura 3.39). È importante dotare il sistema di una protezione *over-speed* che lo stacchi dalla rete e prevenga danni al generatore. Si può notare inoltre la quantità di energia reattiva assorbita a partire dal termine del guasto.

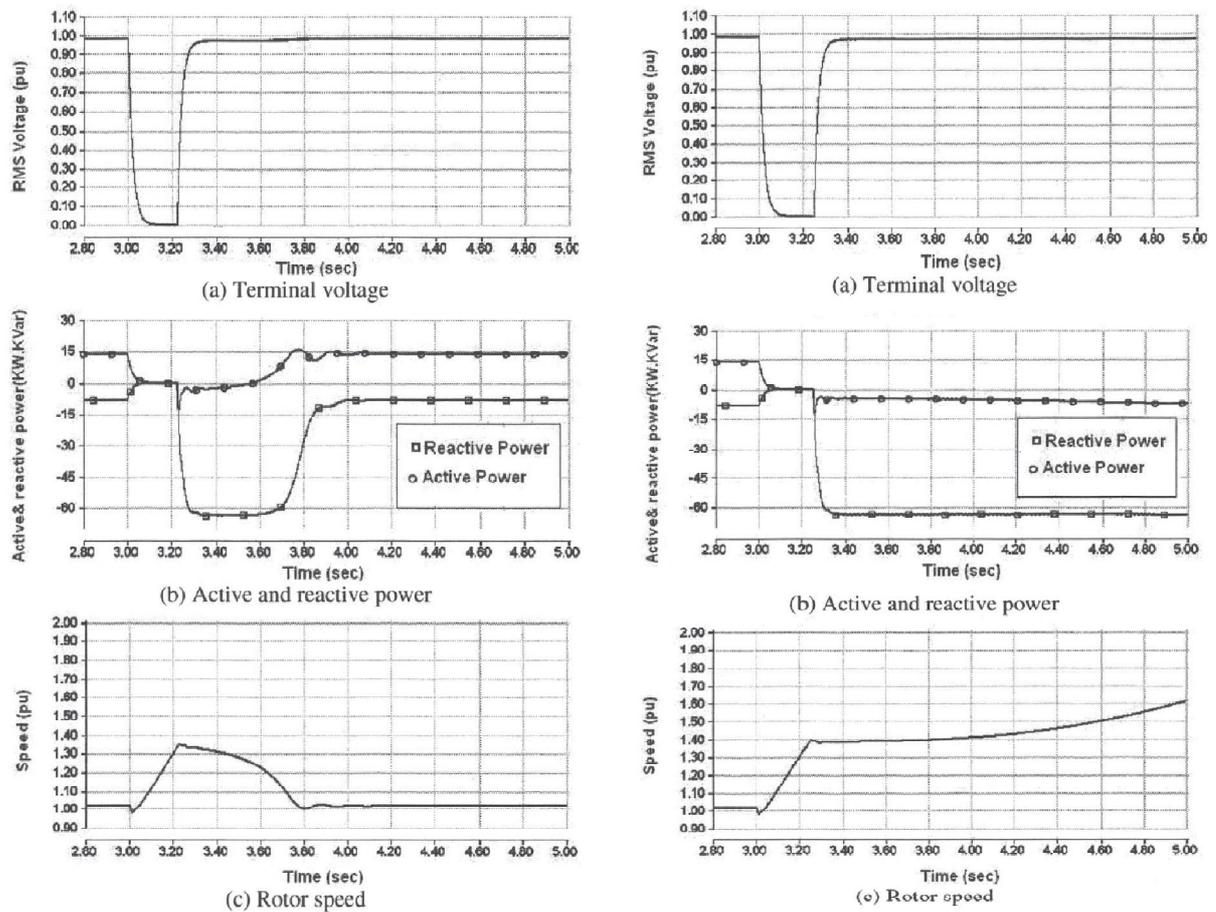


Figura 3.39: Prestazioni transitorie durante un corto circuito trifase di durata 220 ms (a sinistra) e 242 ms (a destra).

Durante il guasto la tensione e la potenza di uscita si azzerano, di conseguenza il generatore aumenta la sua velocità. In base alla durata del guasto, la velocità raggiunta è diversa e, se superata quella critica, la stabilità non può essere ripristinata. La velocità critica è legata al tempo critico di guasto (*Critical Clearing Time*), il quale a sua volta ha una relazione praticamente lineare con l'inerzia del sistema, indifferentemente dalla tipologia del corto circuito (vedi figura 3.40).

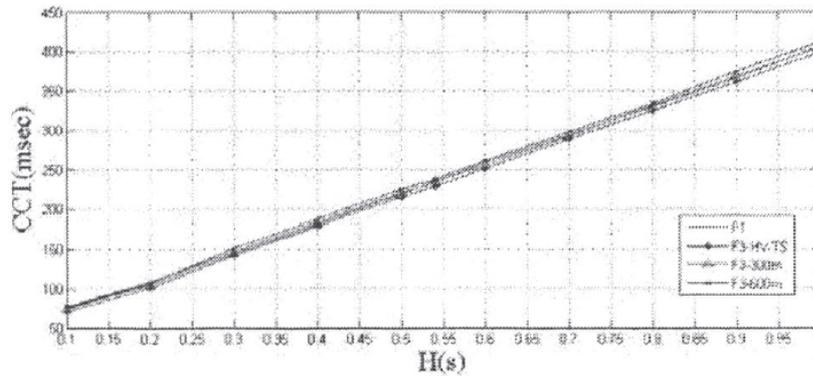


Figura 3.40: Relazione tra costante di inerzia del sistema e il CCT

Dal punto di vista delle prestazioni del generatore, un corto circuito trifase è più severo rispetto ad un corto monofase-a-terra. La stabilità del sistema ad un guasto del secondo tipo è garantita senza dubbio, come si può osservare dalla figura 3.41, tuttavia la coppia pulsante che si instaura causa vibrazioni che riducono la vita della macchina.

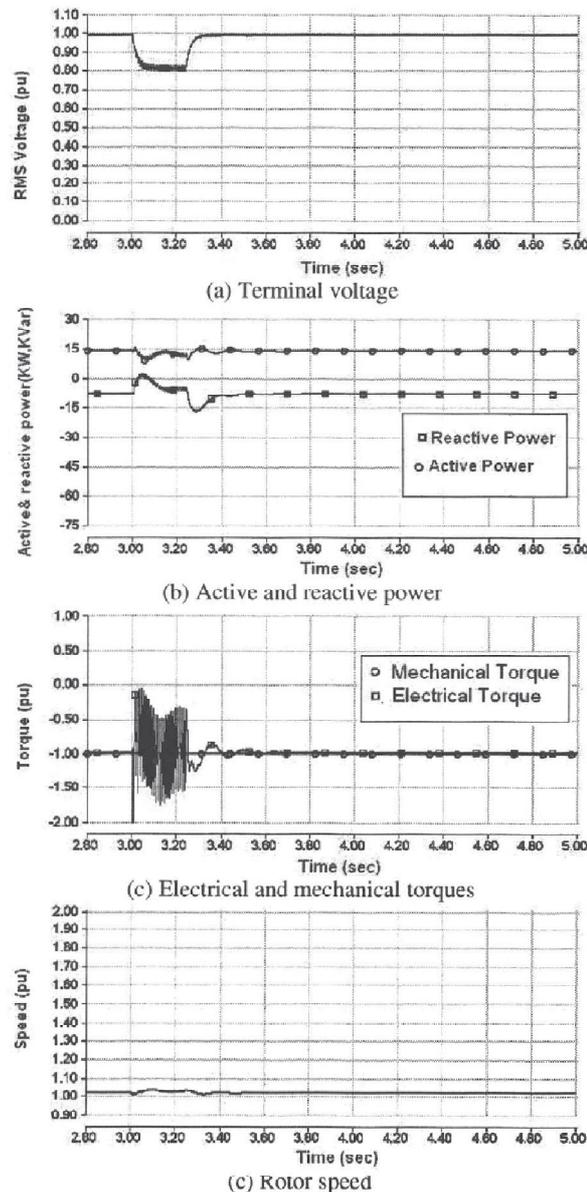


Figura 3.41: Prestazioni transitorie durante un corto monofase-a-terra

3.7.4. Fault Ride Through

Con il termine *Fault Ride Through* si intende la condizione elettrica a cui è sottoposto un generatore allacciato ad una rete, quando la tensione in essa subisce un calo temporaneo dovuto ad un guasto o ad una brusca variazione di carico. La tensione può ridursi in una, due o tutte le tre fasi della linea e la gravità del guasto è definita dal valore della tensione durante il guasto (può scendere a zero) e dalla durata del guasto stesso.

A seconda dell'applicazione potrebbe essere richiesto che durante e dopo il calo di tensione, il generatore debba:

- Disconnettersi temporaneamente dalla rete, ma riconnettersi e continuare a fornire energia una volta ripristinata la linea;
- Rimanere operativo e non disconnettersi dalla rete;
- Rimanere connesso e fornire alla rete potenza reattiva.

Il gestore della rete stabilisce le regole di gestione dei fault ride through che gli operatori devono rispettare. [51]

In Italia la prescrizione ENEL DK 5740 [52] stabilisce che:

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete ENEL evitando che:

- *In caso di mancanza dell'alimentazione ENEL, il Cliente Produttore possa alimentare la rete ENEL stessa;*
- *In caso di guasto sulla rete ENEL, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete ENEL prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;*
- *In caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori ENEL, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete ENEL con possibilità di rotture meccaniche;*

Si fa presente che, in alcune situazioni di carico della rete ENEL, l'intervento delle protezioni di interfaccia e la conseguente apertura del dispositivo di interfaccia, potrebbe non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione ENEL o di guasti sulla rete, pertanto il Cliente Produttore deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che, come previsto dalla norma CEI 11-20 par. 9.3.1, "devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alle richiuse automatiche rapide degli interruttori di linea".

In pratica la direttiva sancisce che, in caso di guasto alla rete, il produttore deve scollegare il proprio impianto ovvero deve essere in grado di sopportare le sollecitazioni elettromeccaniche connesse a questa condizione anomala di funzionamento.

Negli ultimi anni tuttavia, a causa del differente paniere produttivo, questa modalità di gestione della rete è stata progressivamente abbandonata in diversi paesi europei ed extra-europei. L'incremento dei

sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile sta modificando le reti elettriche internazionali che ad oggi devono supportare una generazione distribuita anziché un sistema di produzione centralizzato e robusto. In questa configurazione la disconnessione automatica del produttore di energia in caso di guasto può causare il collasso dell'intera rete dato che la potenza può non essere sufficiente per servire tutta l'utenza: i nuovi regolamenti di rete tendono a forzare i requisiti per mantenere la connessione, sopportando il guasto, e garantire la disponibilità di potenza dopo l'evento transitorio. È proprio questo requisito addizionale a definire il *Fault Ride Through*.

A titolo esemplificativo si riportano i requisiti richiesti dalla rete nazionale inglese [53]. In seguito ad un guasto di rete della durata inferiore ai 140ms su impianti di generazione onshore, la tensione generata dovrebbe seguire l'andamento riportato in figura 3.42. Le figure 3.43 e 3.44 riportano due esempi tipici di ripristino della tensione.

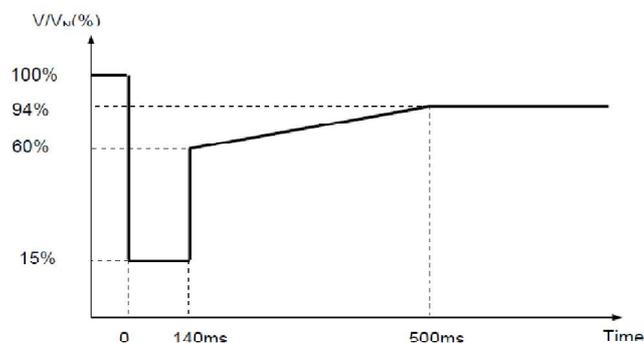


Figura 3.42: Requisiti di ripristino della tensione dopo un guasto di durata inferiore ai 140ms, UK grid

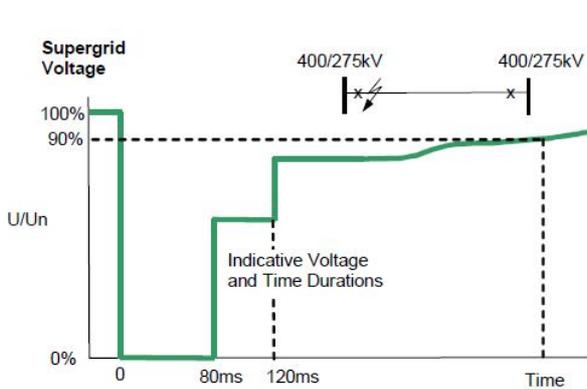


Figura 3.43: Esempio di ripristino di un guasto di rete in meno di 140ms, UK grid; sistema a 2 interruttori

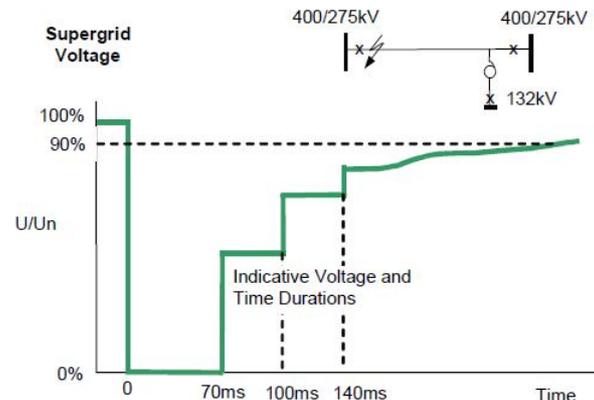


Figura 3.44: Esempio di ripristino di un guasto di rete in meno di 140ms, UK grid; sistema a 3 interruttori

Per guasti di rete di durata superiore ai 140ms, fino a 3 minuti, i requisiti di fault ride through sono riportati nelle figure che seguono.

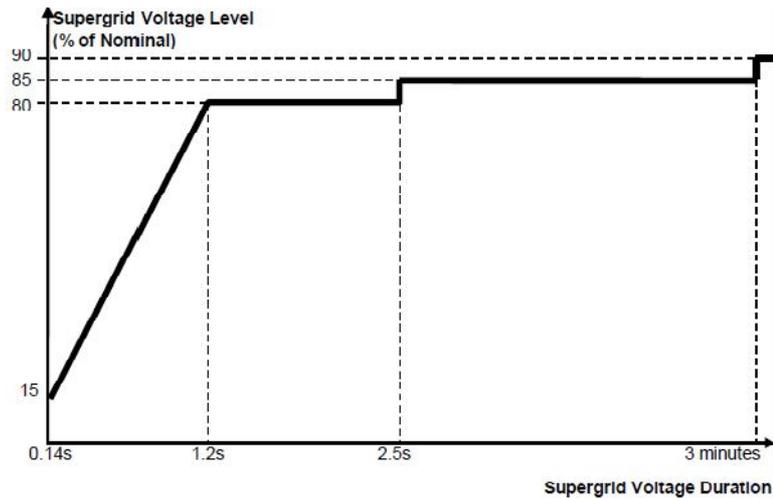


Figura 3.45: Requisiti di ripristino della tensione dopo un guasto di durata compresa tra i 140ms e i 3min, UK grid

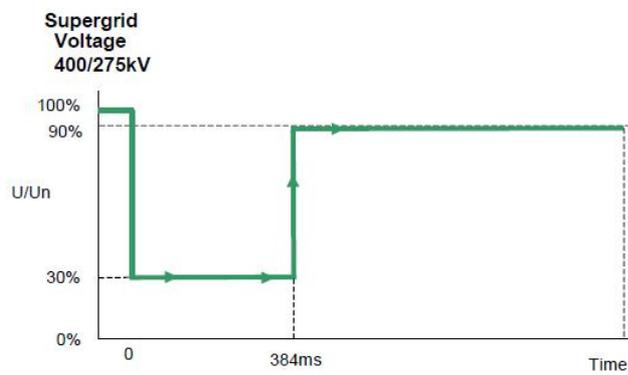


Figura 3.46: Esempio di ripristino dopo un guasto con tensione di rete residua al 30% della nominale e durata 384ms

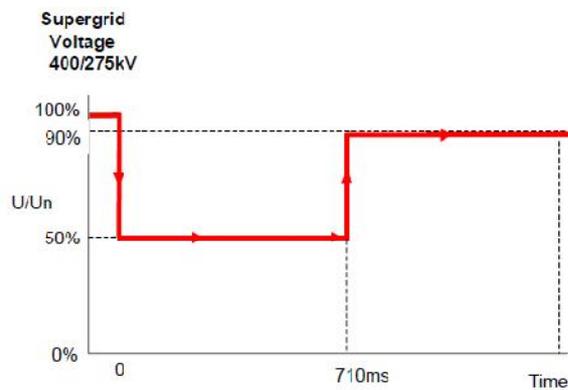


Figura 3.47: Esempio di ripristino dopo un guasto con tensione di rete residua al 50% della nominale e durata 710ms

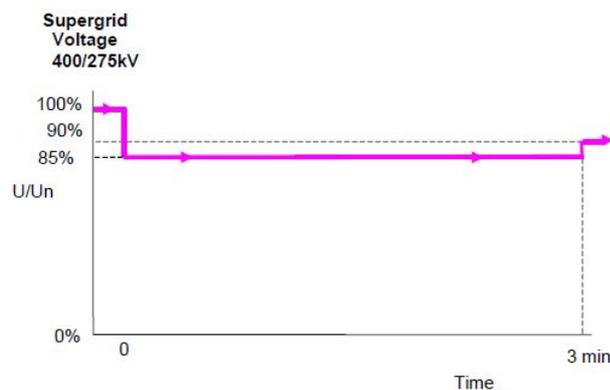


Figura 3.48: Esempio di ripristino dopo un guasto con tensione di rete residua al 85% della nominale e durata 3min

La rete E.ON tedesca [54] stabilisce con modalità simili i tempi e i valori per il ripristino della tensione dopo un guasto di corto circuito della durata inferiore ai 150ms, la curva limite è riportata in figura 3.49.

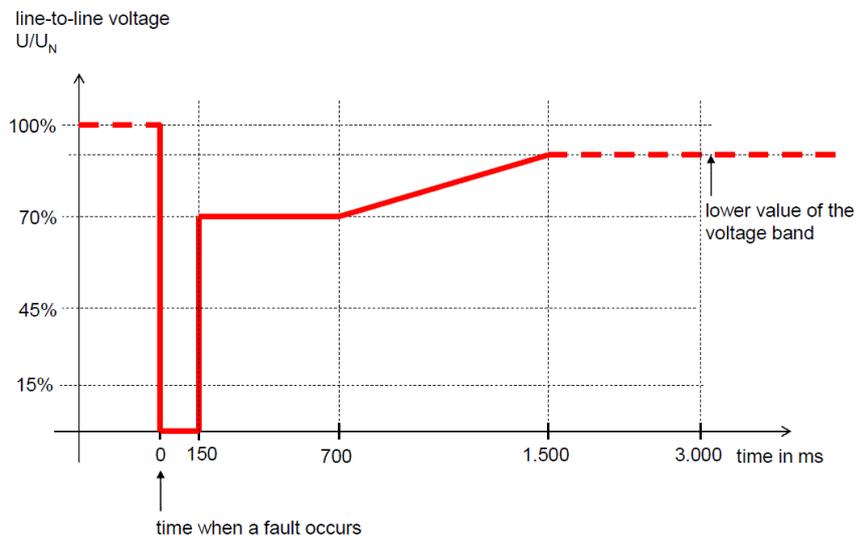


Figura 3.49: Requisiti di ripristino della tensione per la rete E.ON tedesca dopo un guasto di durata massima 150ms

3.8. Sistemi ridondanti per evitare interruzioni di servizio

Il guasto di un elemento di un generatore comporta un'interruzione di servizio, o perlomeno un funzionamento non regolare. L'unico modo per evitare che il guasto di un singolo componente comprometta l'intera macchina è di avere a disposizione "una copia" del componente stesso in modo che il secondo sostituisca quello guasto. Per garantire una buona affidabilità dell'alternatore è bene dotare di massima disponibilità il sistema di eccitazione, composto da regolatore di tensione ed eccitatrice con circuito raddrizzatore. L'approccio di base per ottenere affidabilità e disponibilità è usare componenti di alta qualità e dimensionati opportunamente, tuttavia è impossibile garantire che i guasti non accadano. Per minimizzare il rischio di guasti del sistema di eccitazione si segue la strada della ridondanza hardware e software, in particolare:

- Configurazione del raddrizzatore in " $n - 1$ " e " $1 + 1$ ";
- Regolatore automatico di tensione (AVR) digitale a doppio canale;
- Dispositivo di scarica di campo e protezione di sovratensione di campo.

3.8.1. Sistemi di controllo ridondanti

Un regolatore di tensione digitale confrontato con un regolatore analogico offre molti benefici [55], tra cui:

- Controllo sofisticato, protezione, supervisione e funzioni logiche e sequenziali;
- Tempo di risposta breve;
- Stabilità a lungo termine;
- Funzioni di auto-monitoraggio;
- Moduli hardware flessibili;
- Comunicazione digitale standardizzata con il sistema di controllo sovrapposto.

I regolatori di tensione digitali a doppio canale sono una soluzione con due identici AVR che lavorano in parallelo in configurazione "*hot stand-by*" [56]. Ogni canale ha gli stessi segnali di ingresso ed eseguono lo stesso identico controllo. Un programma di monitoraggio controlla il funzionamento dei due regolatori e in caso di rilevamento di un'irregolarità viene operata la commutazione al canale sano senza interferire nel funzionamento del generatore. La figura 3.50 mostra una simulazione di tale evento.

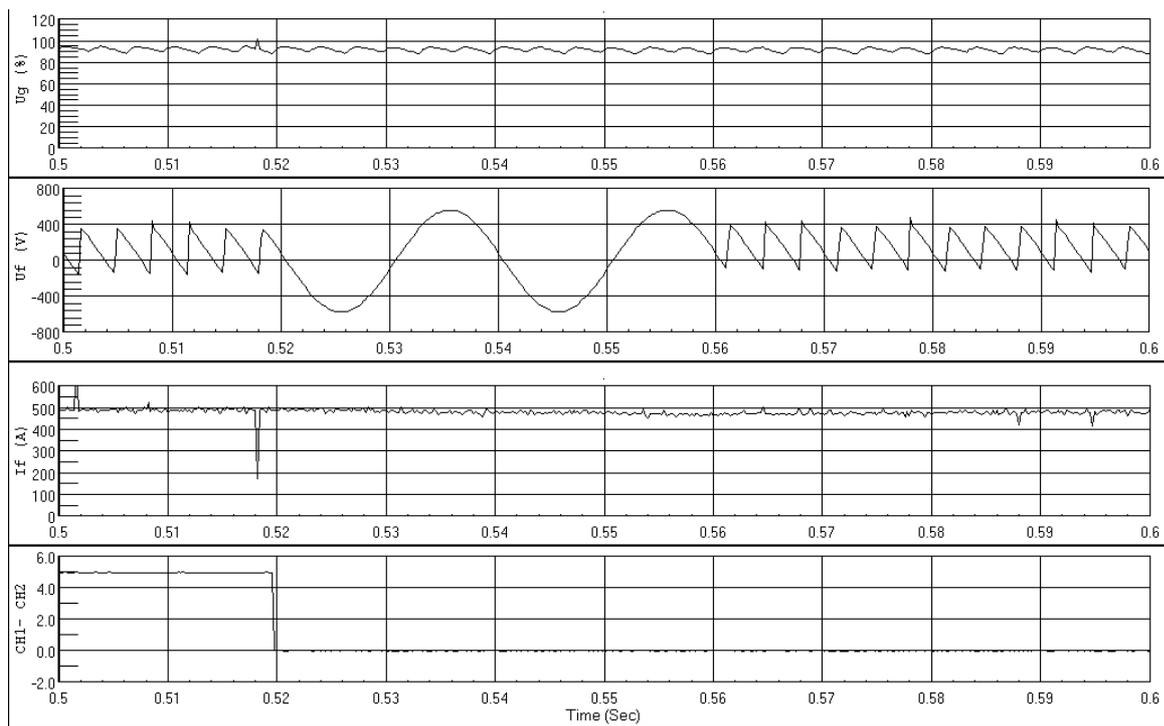


Figura 3.50: Commutazione dal canale 1 al canale 2 con generatore connesso alla rete

3.8.2. Ruota portadiodi ridondante

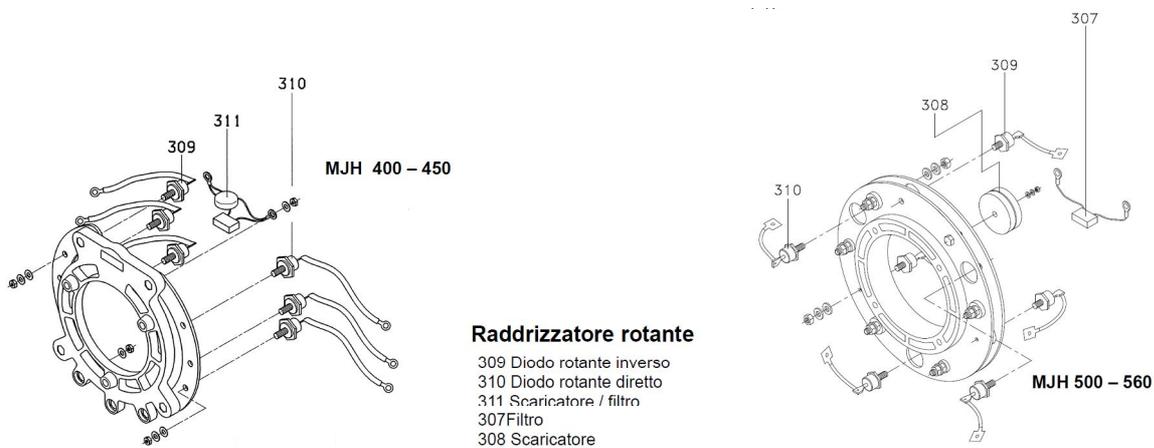


Figura 3.51: Raddrizzatore rotante per MJB 400-450 e per MJB 500-560

La soluzione standard per il raddrizzatore del sistema di eccitazione è un convertitore trifase a ponte con 1 diodo in serie e n diodi in parallelo per ogni lato del ponte (Fig 3.52). Per ogni diodo è presente un fusibile in serie. Il numero di diodi in parallelo per ogni lato del ponte è non inferiore a 3, per mantenere la selettività della protezione del fusibile. Il dimensionamento dei diodi è calcolando in modo che $n - 1$ diodi per lato siano in grado di sopportare i valori statici e dinamici della corrente e un diodo addizionale per lato è per ragioni di sicurezza.

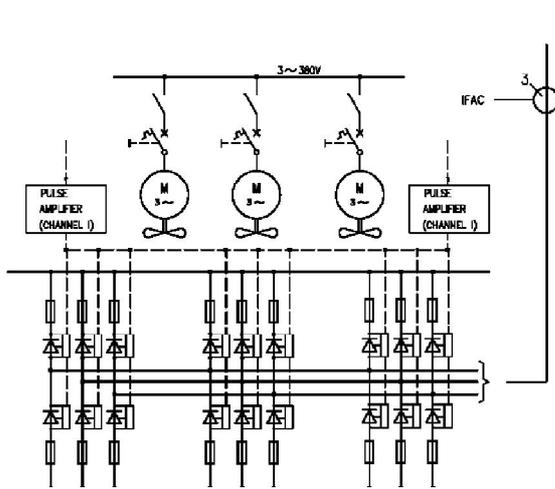


Figura 3.52: Raddrizzatore in configurazione “n-1”

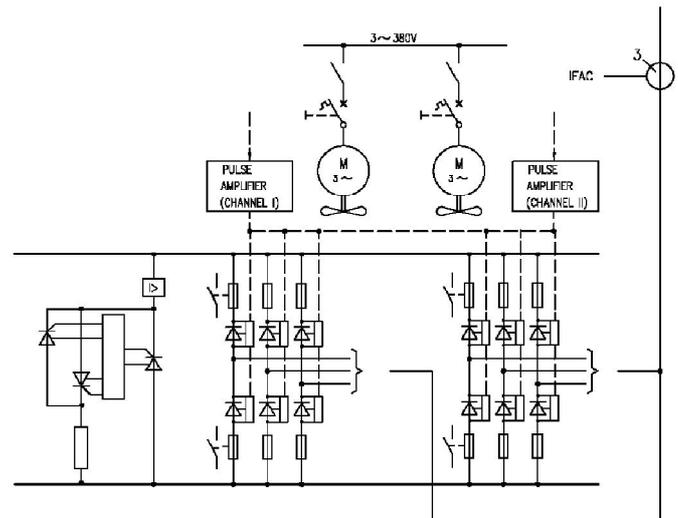


Figura 3.53: Raddrizzatore in configurazione “1+1”

Essendo disponibili diodi di alta classe, la configurazione ad oggi più utilizzata è la “1 + 1” (Fig. 3.53). Essa consiste in una coppia di raddrizzatori trifase a ponte con 1 diodo in serie e 1 diodo in parallelo per lato del ponte. Un fusibile è posto in serie ad ogni diodo. Ogni ponte è dimensionato in modo da sopportare i valori statici e dinamici di corrente di eccitazione. Mentre un ponte è operativo, l’altro è in stand-by. Le correnti alternate dei ponti sono monitorate e in caso di guasto di un diodo, si opera la commutazione senza disturbi significativi all’uscita del generatore. [57]

Sono state condotte diverse simulazioni in Matlab –Simulink in presenza di uno o più diodi guasti nel ponte raddrizzatore o in uno dei due ponti qualora sia prevista una ridondanza. I possibili guasti sono rappresentati con una interruzione del circuito o un corto circuito. Il modello utilizzato è riportato in figura 3.54 e rappresenta la macchina sincrona non satura con alimentazione del circuito di campo mediante raddrizzatore rotante ed eccitatrice rotante. Il blocco ECCITATRICE riproduce soltanto il rotore trifase dell’eccitatrice rotante, per cui i relativi ingressi si riferiscono appunto all’alimentazione del rotore dell’eccitatrice. Il ponte raddrizzatore è realizzato a 6 diodi e con un fusibile di protezione in serie ad ogni diodo. In parallelo al campo sono previsti un MOV per evitare sovratensioni e un condensatore di filtro. L’interfaccia (figura 3.55) permette di impostare vari parametri della macchina, tra cui l’alimentazione, i parametri dei fusibili, la tensione di sfioro del MOV, la capacità del condensatore, la presenza di 1 o 2 ponti e i guasti a uno o più diodi.

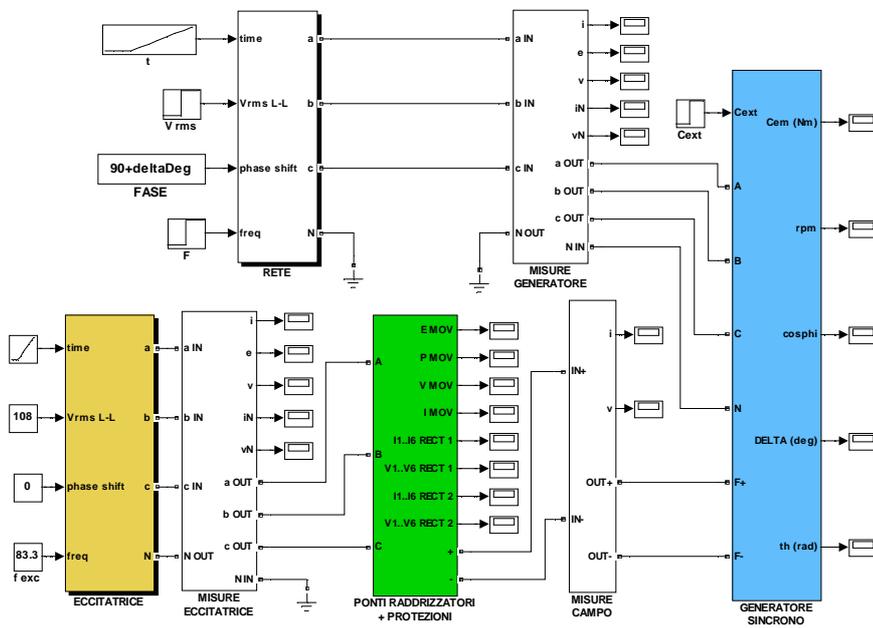


Figura 3.54: Modello del generatore con raddrizzatore

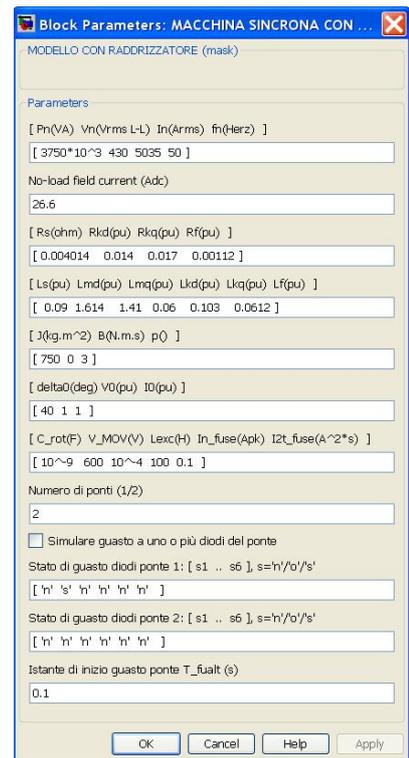


Figura 3.55: Interfaccia

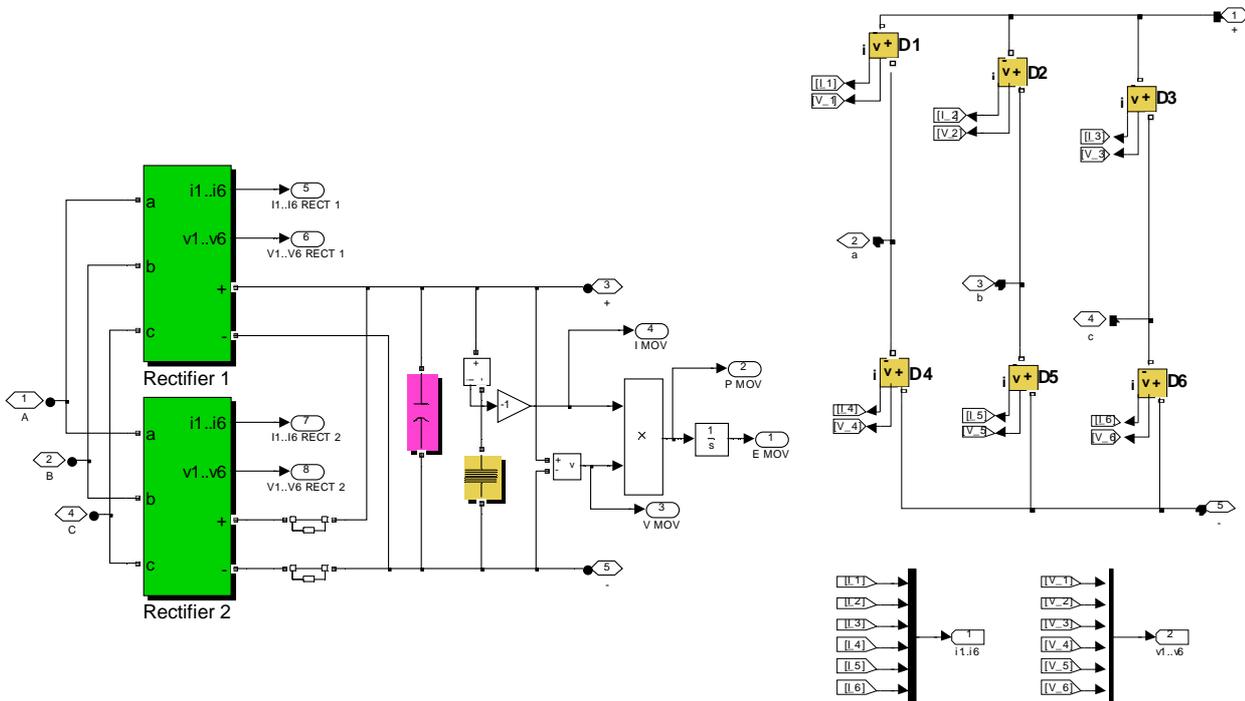
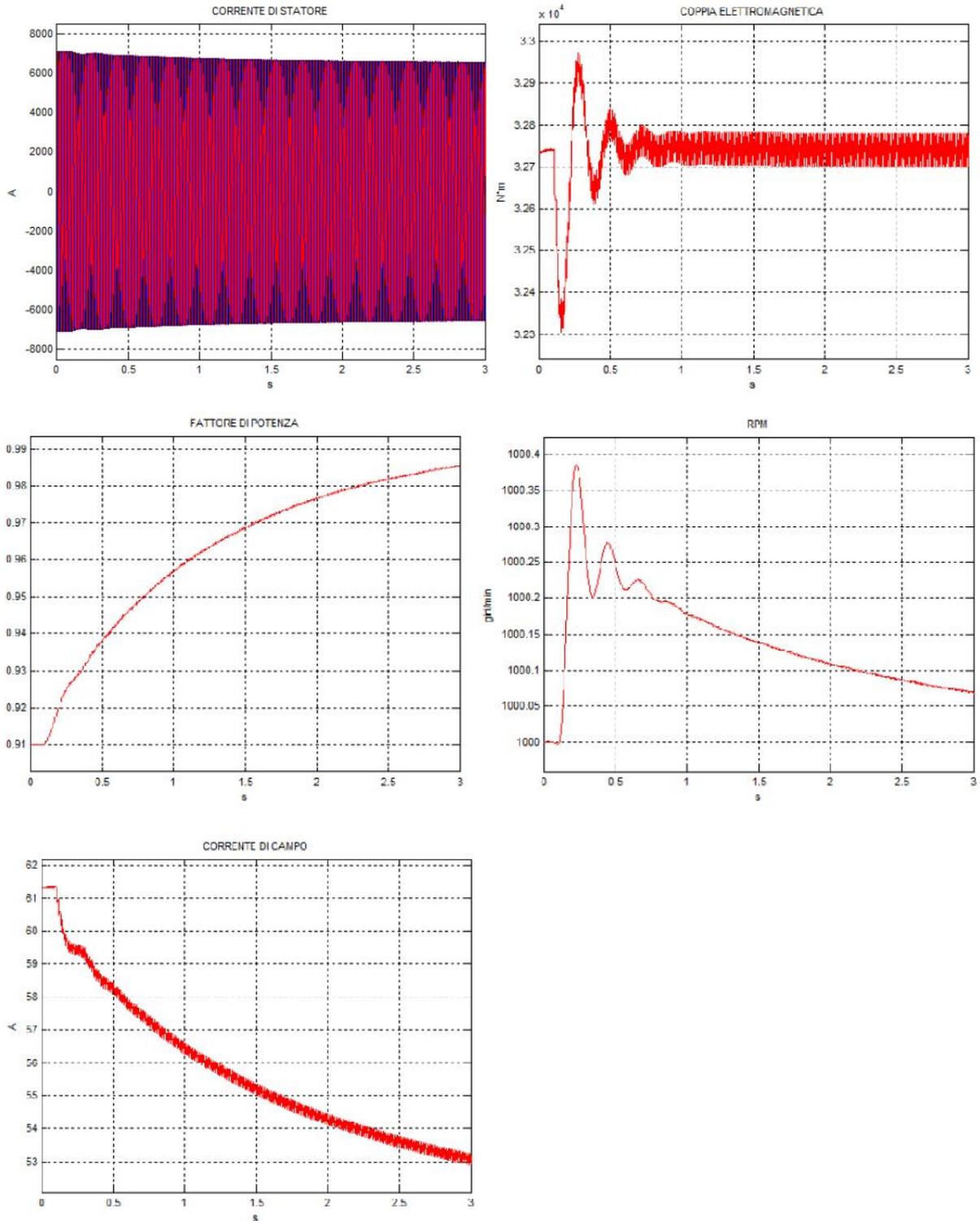
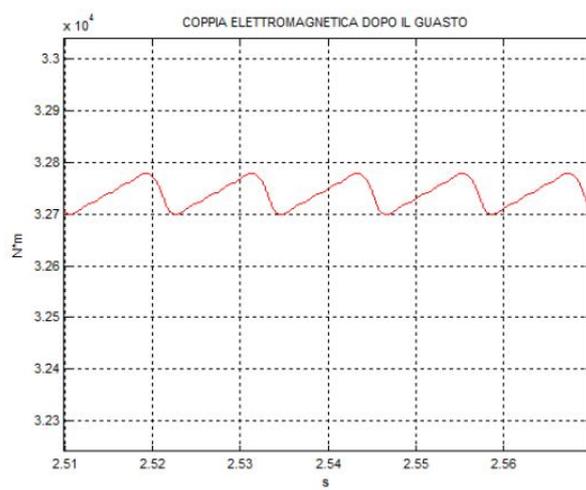
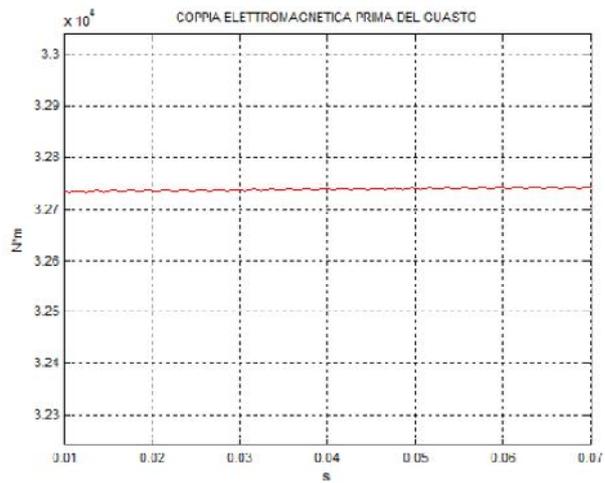
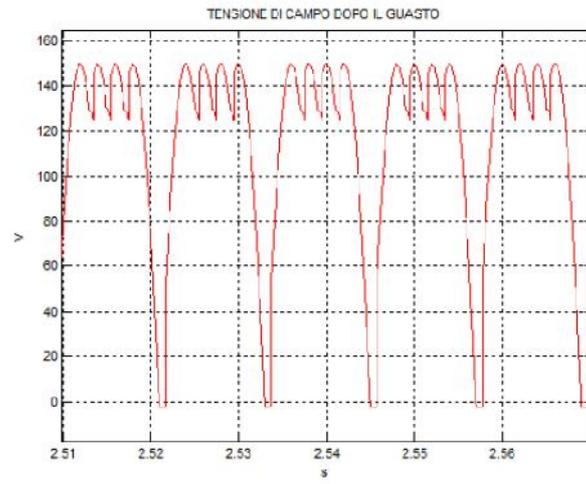
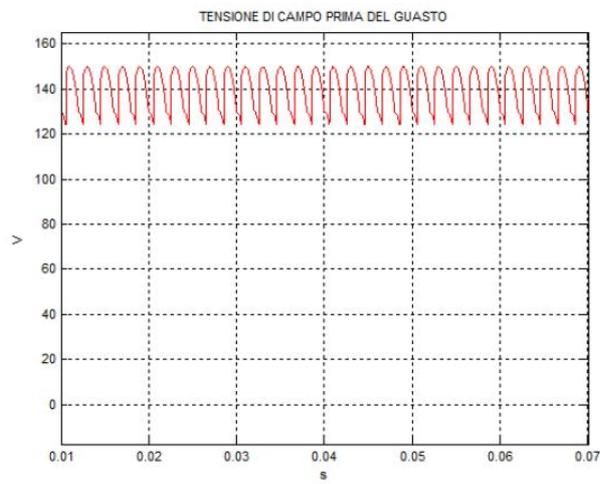
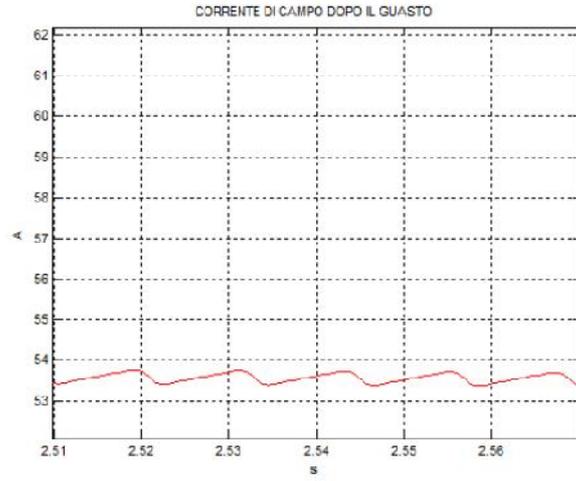
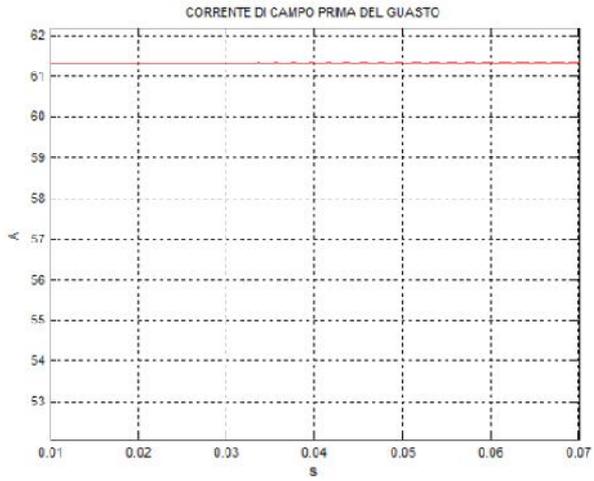


Figura 3.56: Struttura blocco "PONTI RADDRIZZATORI + PROTEZIONI" (sx) e struttura del singolo ponte (dx)

Guasto per apertura di un diodo con singolo raddrizzatore

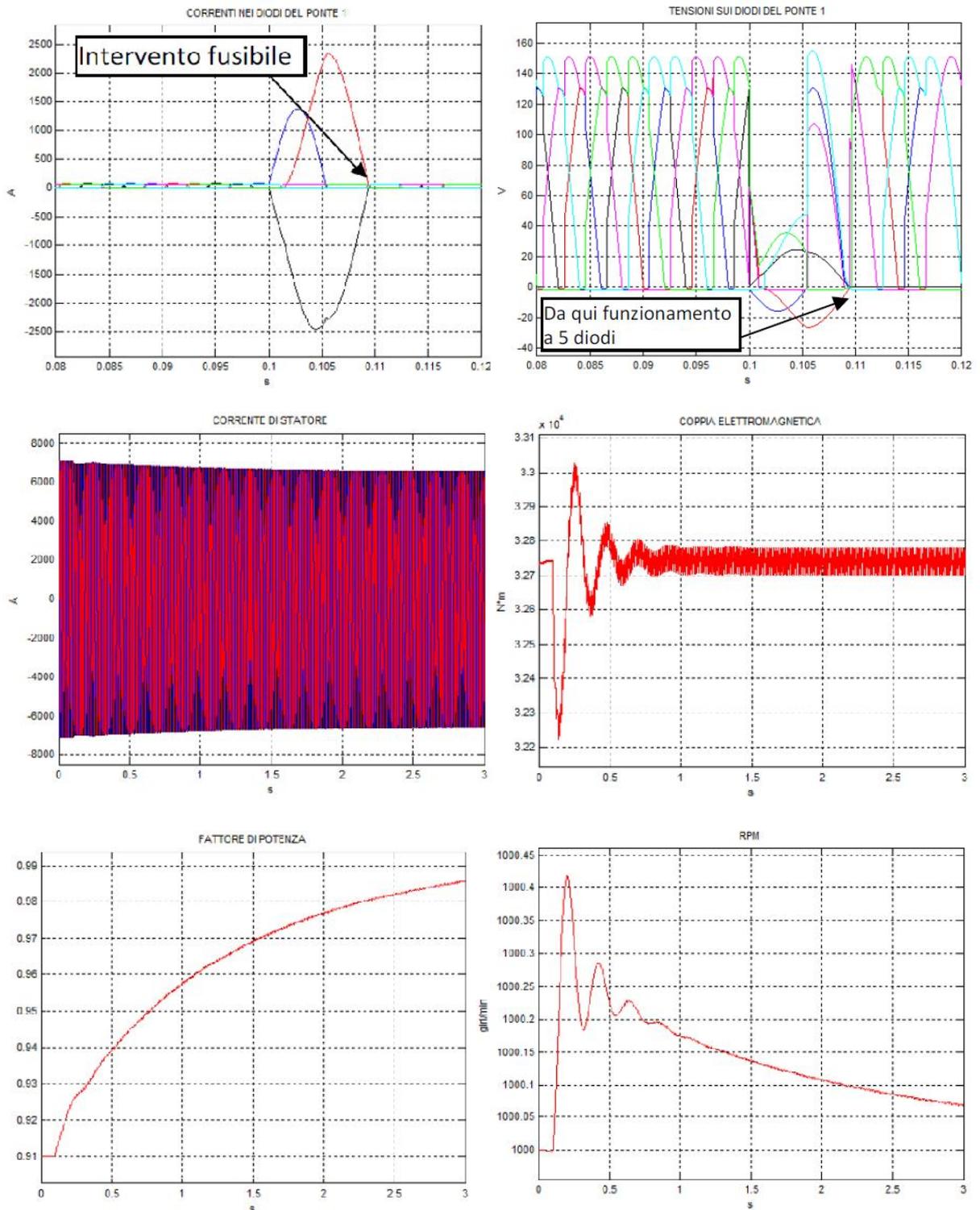
I grafici seguenti rappresentano le principali grandezze coinvolte nella simulazione di apertura di un diodo in un raddrizzatore a singolo ponte a $t = 0,1s$: la corrente di campo si riduce e di conseguenza la macchina si porta a lavorare con un fattore di potenza più elevato. Si nota anche il deteriorarsi della forma d'onda di tensione del campo e della coppia elettromagnetica.





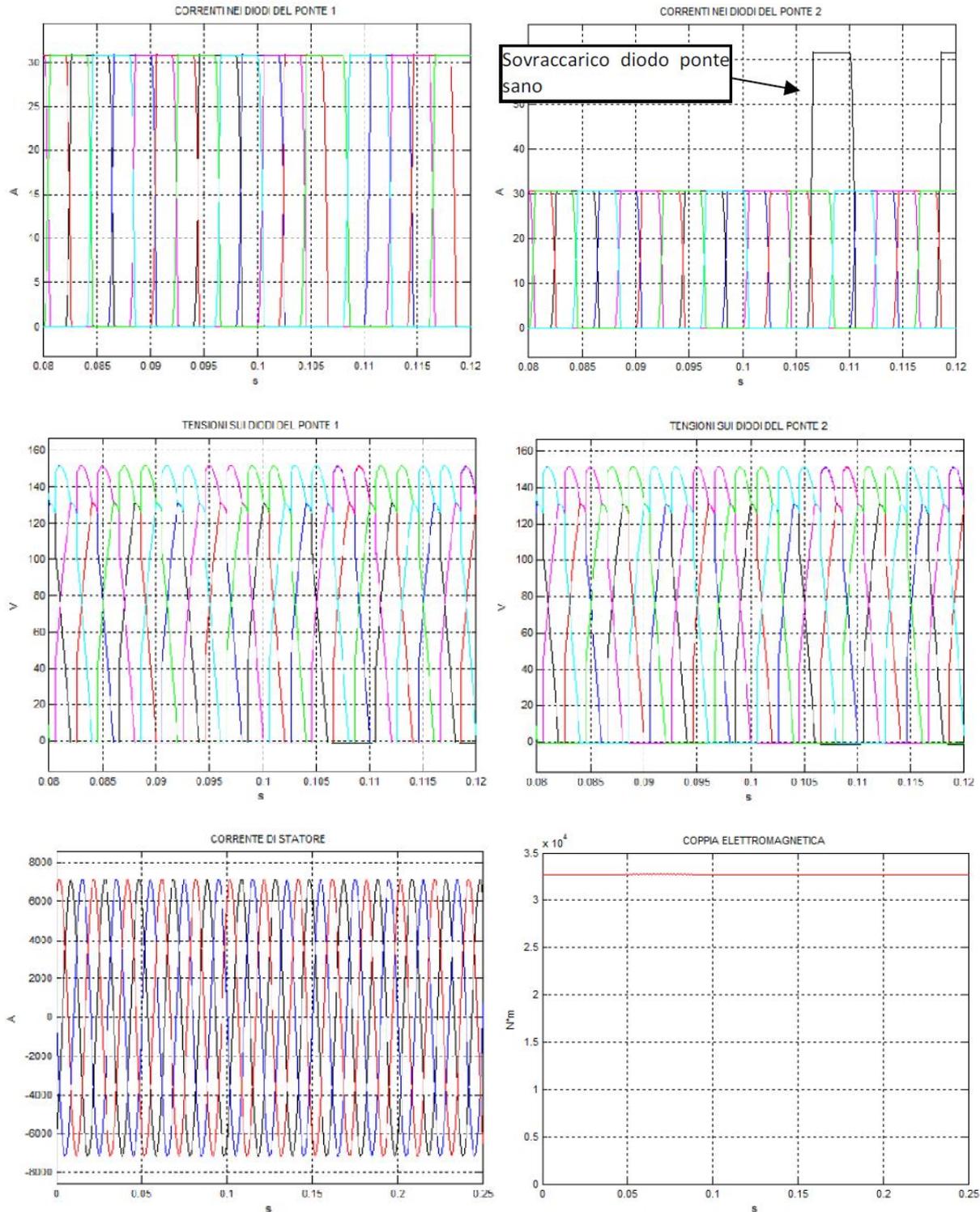
Guasto per corto circuito di un diodo con singolo raddrizzatore

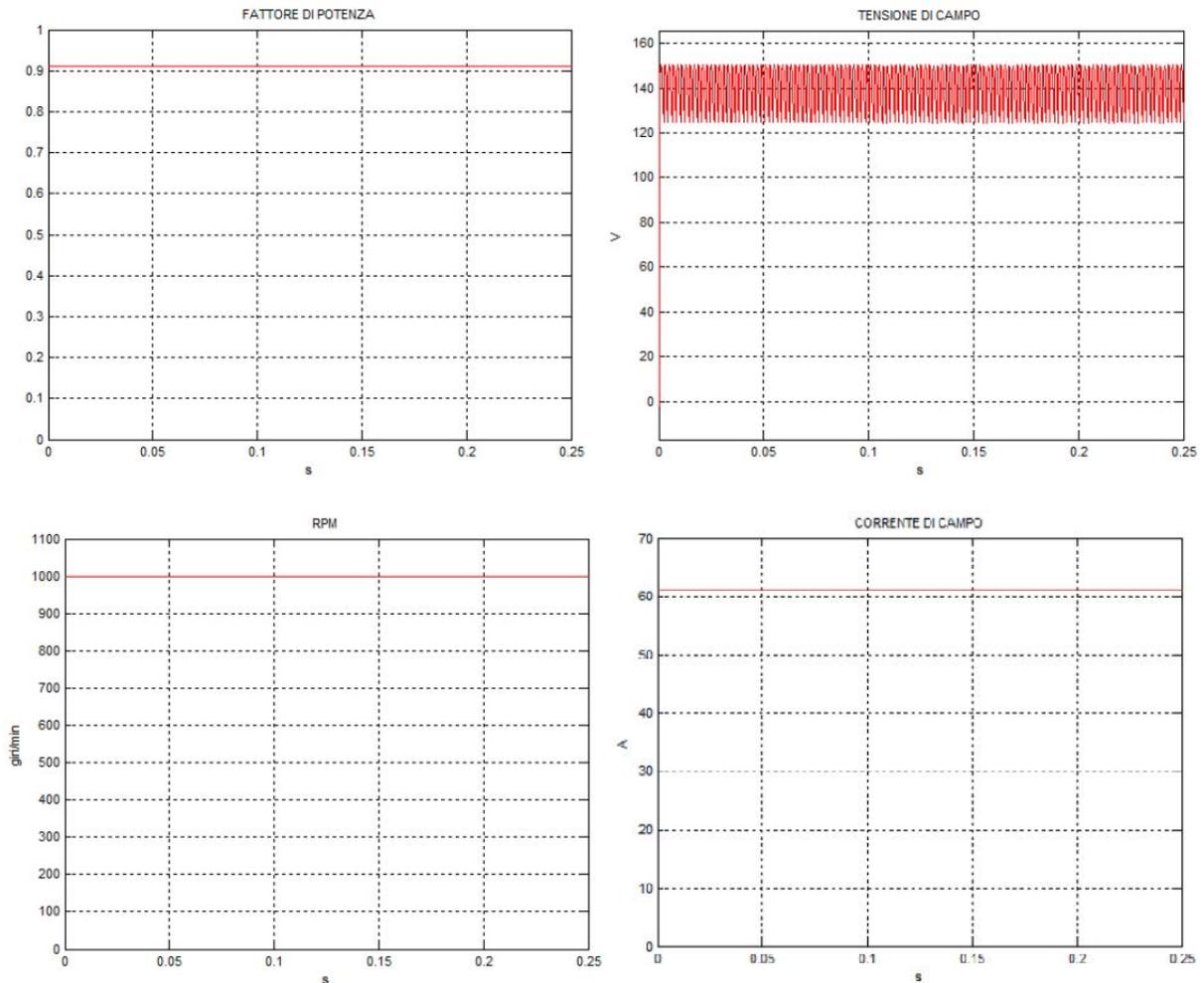
I grafici seguenti rappresentano le principali grandezze coinvolte nella simulazione di corto circuito di un diodo in un raddrizzatore a singolo ponte a $t = 0,1s$. Il corto circuito porta ad una sovracorrente nel diodo stesso e al conseguente intervento del fusibile associato. A questo punto la macchina si comporta come nella simulazione precedente.



Guasto per apertura di un diodo con doppio raddrizzatore

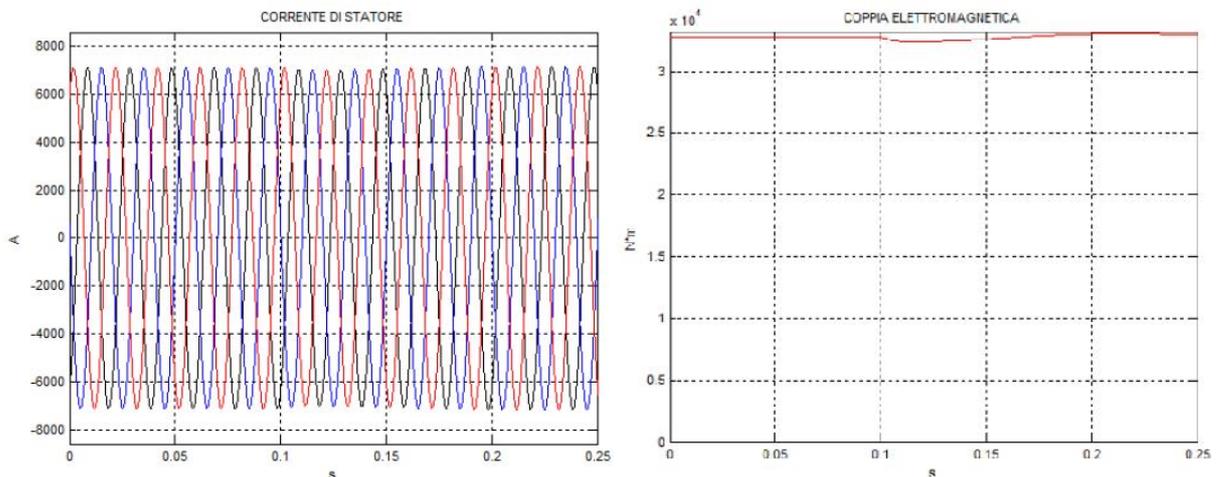
In una macchina con doppio raddrizzatore rotante si suppone che un diodo del ponte 1 vada in guasto (diventando un circuito aperto) a $t = 0,1s$. Da questo istante il ponte lavora a 5 diodi, mentre l'altro funziona in modo tale che uno dei sei diodi porta corrente doppia. Nel complesso il funzionamento della macchina non ne risente, cioè tutte le altre forme d'onda monitorate non subiscono variazioni.

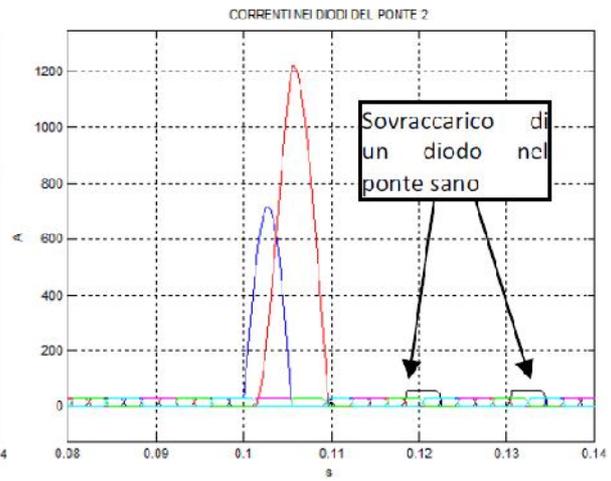
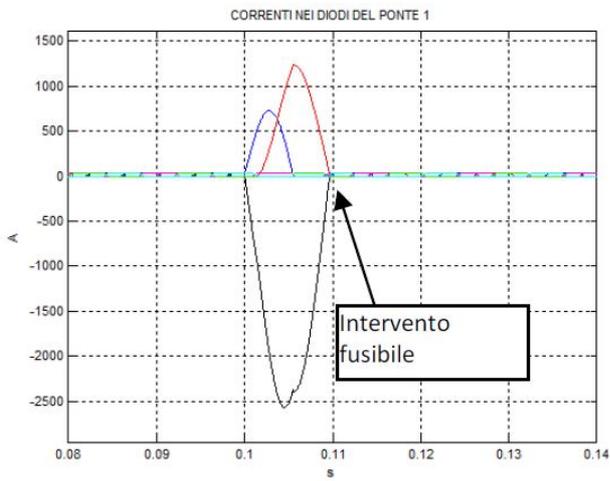
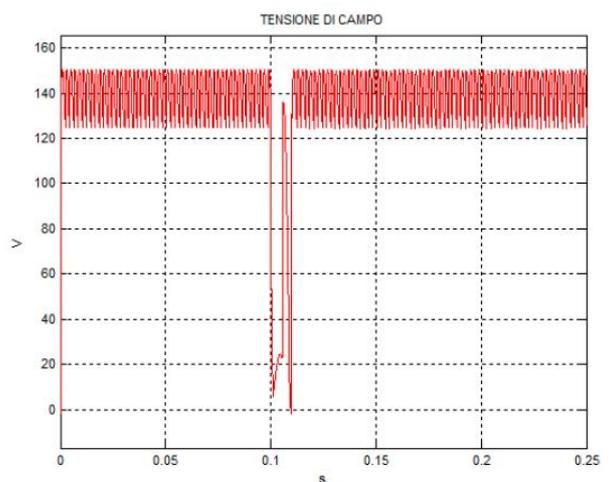
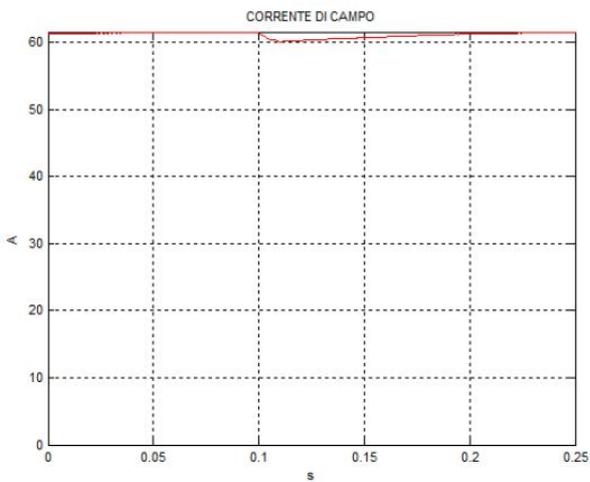
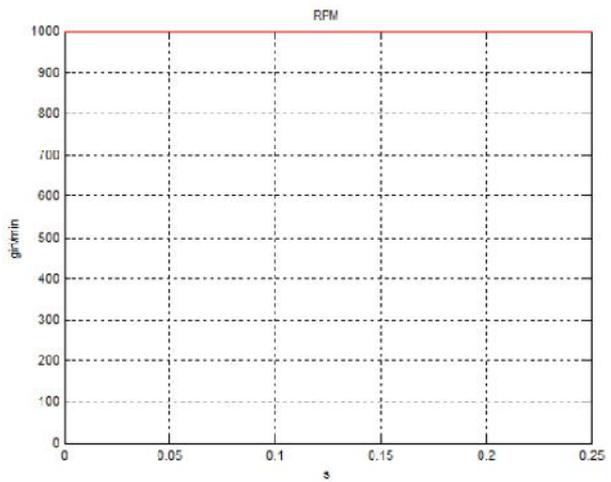
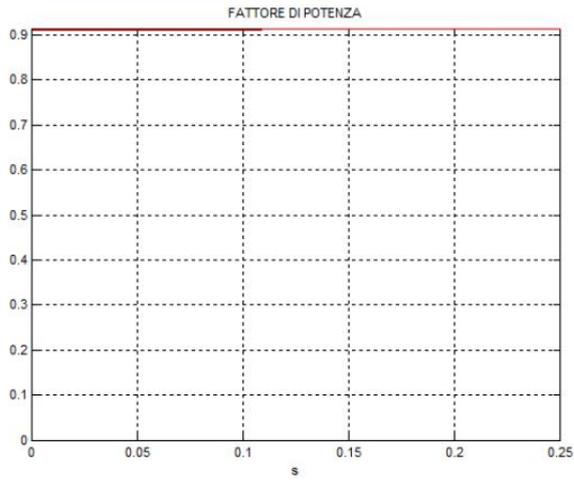


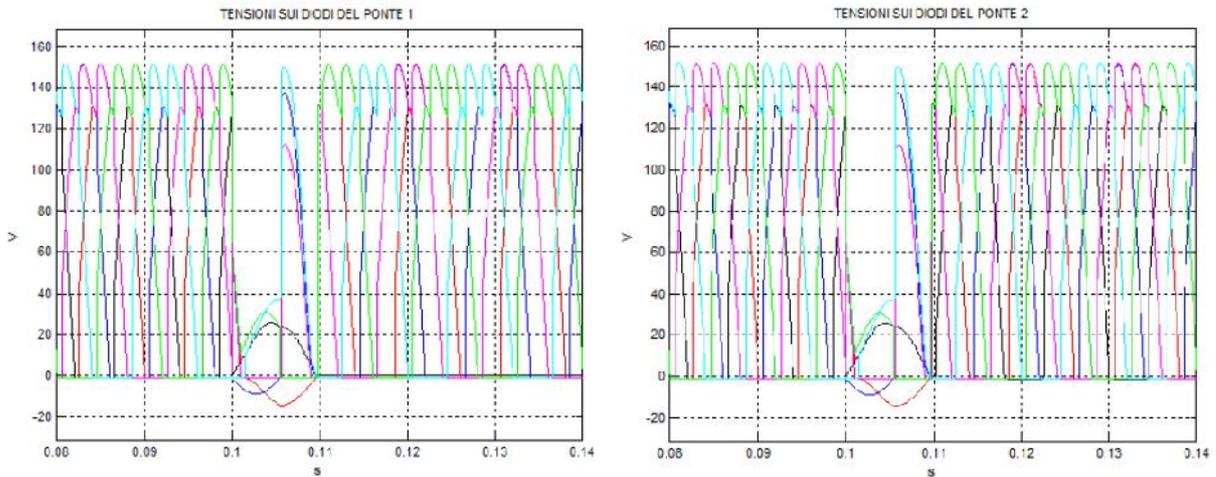


Guasto per corto circuito di un diodo con doppio raddrizzatore

In una macchina con doppio raddrizzatore rotante si suppone che un diodo del ponte 1 vada in guasto (diventando un corto circuito) a $t = 0,1s$. Questo provoca una sovracorrente transitoria e quindi l'intervento del fusibile sul diodo in corto circuito. Dopo l'intervento del fusibile il ponte guasto continua a funzionare a 5 diodi, mentre nel secondo ponte uno dei 6 diodi deve sopportare una corrente doppia. Le grandezze di macchina subiscono in questo caso un lieve disturbo transitorio ma si riassetano senza problemi nello stesso punto di lavoro precedente il guasto.







3.8.3. Motori esafase

I motori trifase ad induzione sono lo standard odierno per applicazioni elettriche industriali. Tra le ragioni che hanno portato queste macchine a sostituire le applicazioni in corrente continua sono il costo, l'affidabilità, la robustezza e l'assenza quasi totale di manutenzione. Lo sviluppo dell'elettronica di potenza e dei sistemi di processo dei segnali ha eliminato uno dei più grandi svantaggi dei sistemi in corrente alternata, ossia il controllo. Con le tecniche moderne di controllo ad orientamento di campo, il controllo di velocità dei motori ad induzione non è più un problema.

La necessità di incrementare le prestazioni ha motivato la sperimentazione di sistemi multifase, nuove tecniche di PWM (*Pulse Width Modulation*), nuovi criteri di progettazione e l'uso di armoniche di corrente.

In un sistema multifase, l'uscita della macchina può essere diviso tra due o più inverter a stato solido: avere un numero maggiore di fasi da controllare significa disporre di un numero maggiore di gradi di libertà per ulteriori miglioramenti dell'azionamento. I vantaggi che possono derivare dai sistemi multifase confrontati con i sistemi trifase tradizionali sono:

- Riduzione dell'ampiezza e incremento della frequenza delle pulsazioni della coppia prodotta;
- Riduzione delle armoniche di corrente nel rotore;
- Riduzione della corrente per fase senza incrementare la tensione per fase;
- Riduzione delle armoniche di corrente nel raddrizzatore di tensione;
- Alta affidabilità;
- Incremento di potenza.

Con motori ad induzione a fase scissa (*split-phase*) e un appropriato sistema di controllo, le oscillazioni di coppia dovute alla sesta armonica, tipiche del motore trifase controllato a sei fasi (*six-step*), possono essere eliminate. Inoltre il flusso al traferro creato dalla quinta e settima armonica di corrente in un sistema ad elevata potenza con convertitore a sei fasi è notevolmente ridotto a svantaggio di un aumento delle armoniche di corrente nel convertitore. Le tecniche PWM sono

impiegate per superare questo problema eliminando le armoniche di corrente nel processo di modulazione quando la potenza in gioco non è proibitiva.

I motori a doppio statore sono simili a quelli a fase scissa con la differenza di avere i gruppi di statori non necessariamente uguali. È stato proposto un motore a doppio statore con un numero di poli diverso nei due gruppi trifase per ottenere controllabilità ai bassi giri [58]. Un gruppo di avvolgimenti è responsabile della conversione elettromeccanica mentre il secondo è usato a scopo di eccitazione. Un convertitore a PWM è connesso agli avvolgimenti di eccitazione e il carico è connesso direttamente agli avvolgimenti di potenza.

Un caso particolare di motore a fase scissa o a doppio statore è costituito dal motore esafase che può essere costruito dividendo gli avvolgimenti trifase in due gruppi, sfasati tra loro di 30° .

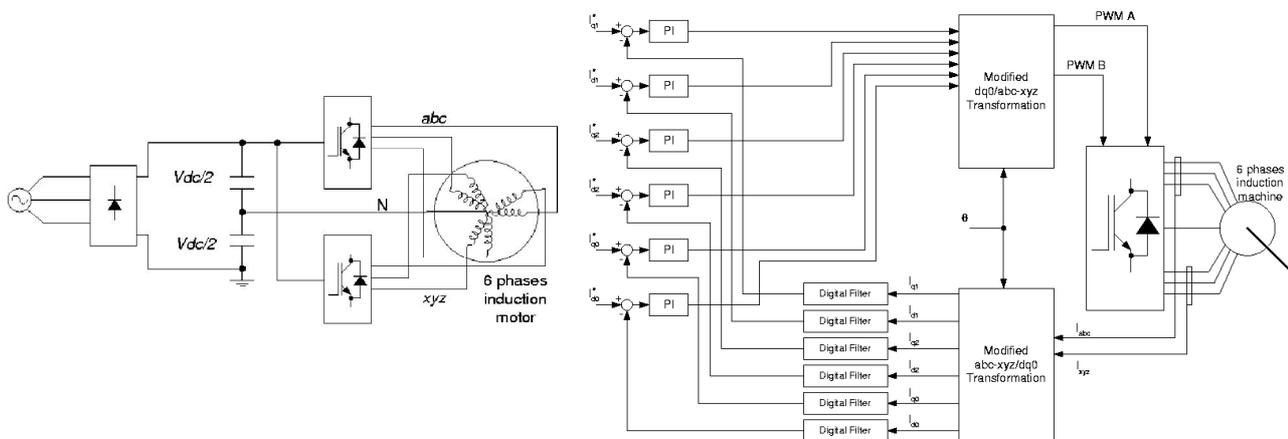


Figura 3.57: Schema del motore esafase e del controllo di corrente

L'affidabilità è uno dei vantaggi dei sistemi esafase. In caso di guasto di una delle fasi, che sia del motore o del convertitore, il sistema può continuare ad operare ad una potenza inferiore dal momento che i due gruppi di avvolgimenti trifase possono essere resi indipendenti. In caso di perdita di una fase, un motore esafase può continuare a lavorare a cinque fasi.

Il miglioramento della coppia motrice può essere ottenuto usando avvolgimenti multifase con iniezione di terze armoniche di correnti come proposto in [59]. La complessità del sistema, che include trasformatori in serie e in parallelo, incrementa il costo del sistema e deve essere valutato per ogni singola applicazione. L'uso di un sistema controllato in tensione non garantisce l'allineamento in fase tra l'armonica fondamentale e la terza armonica della corrente, specialmente a basse velocità, con la conseguenza di avere un sistema dal comportamento dinamico scarso.

La possibilità di iniettare una terza armonica di corrente nella macchina senza produrre coppia pulsante permette di rimodellare la distribuzione del flusso elettromagnetico in maniera simile alla tecnica applicata nei modulatori PWM. Nei modulatori PWM si aggiunge una terza armonica di tensione alla componente fondamentale della modulante, provocando una forma d'onda appiattita e riducendo il valore della sovr modulazione. Ciò fornisce un valore fondamentale della tensione più alto ed una bassa distorsione in uscita. L'iniezione della terza armonica (ed eventuali suoi multipli)

non influenza la qualità della tensione d'uscita, poiché l'uscita di un inverter trifase non contiene armoniche triple. In genere il segnale di modulazione è composto da:

$$v_r = 1,15 \sin \omega t + 0,19 \sin 3\omega t$$

L'ampiezza della componente fondamentale è circa il 15% in più di quella di un PWM sinusoidale normale, inoltre ogni ramo dell'inverter viene spento per un terzo del periodo, riducendo così la potenza dissipata del 33%.

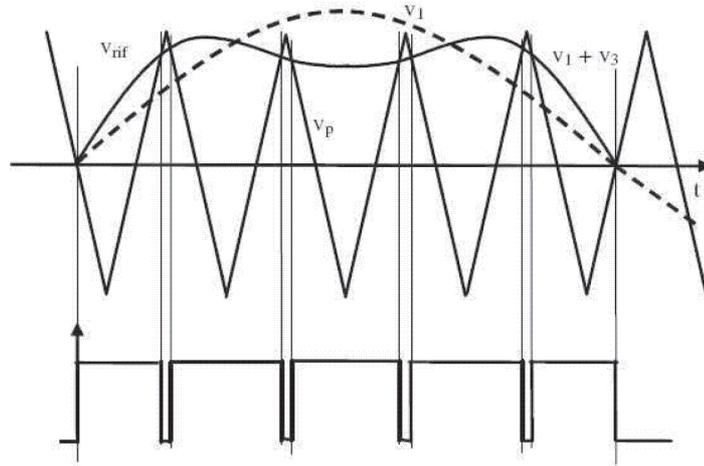


Figura 3.58: Confronto tensione modulante standard (V_1) e con terza armonica (V_1+V_3)

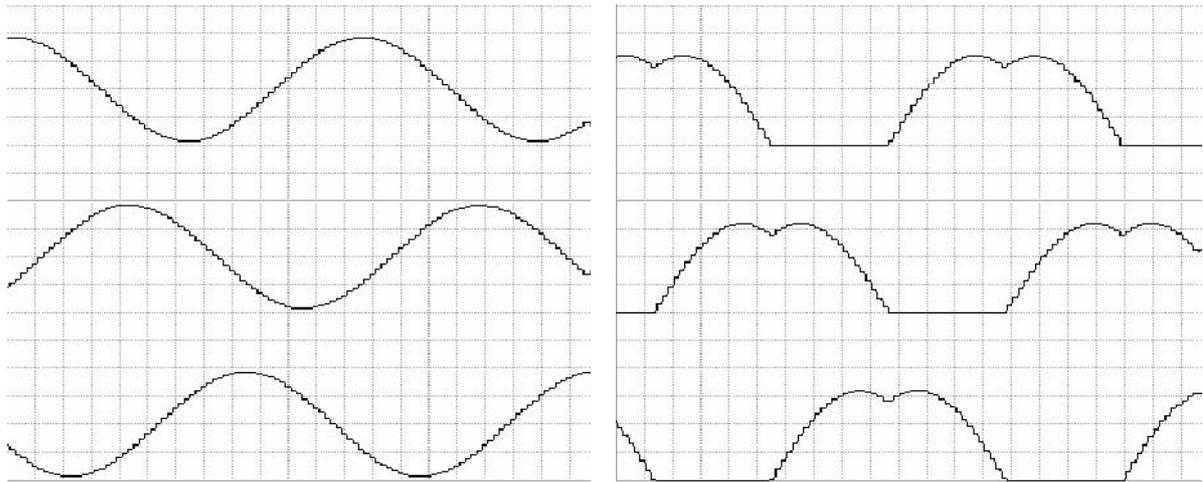


Figura 3.59: Modulanti dei tre rami di un inverter sinusoidale normale (a sx) e con iniezione di terza armonica (a dx)

Con lo stesso approccio, nella macchina con flusso modulato, l'iniezione della terza armonica permette di aumentare la componente fondamentale del flusso senza saturare la macchina. Con l'accorgimento di ridurre il picco della densità di flusso al traferro del 14% mantenendone costante la componente fondamentale, c'è la possibilità di aumentare la sezione del rame permettendo un incremento di corrente e di coppia sviluppata del 14% a pari densità di flusso nel nucleo. La figura 3.60 confronta la coppia in funzione del picco della densità di flusso al traferro nei due casi: senza iniezione della terza armonica e con l'iniezione della terza armonica con la correzione del picco di flusso.

L'incremento di coppia è dovuto da due fattori: il primo, che contribuisce per la maggior parte, è l'incremento della componente fondamentale del flusso al traferro; il secondo è il contributo del campo rotante creato dalle terze armoniche della corrente iniettata. La figura 3.61 mostra l'effetto di questo secondo fattore: qui la componente fondamentale del flusso al traferro non viene corretta e l'iniezione della terza armonica di corrente provoca una diminuzione del flusso complessivo. Nonostante ciò il nuovo flusso creato dalle terze armoniche permette di ottenere comunque una coppia leggermente maggiore della soluzione standard.

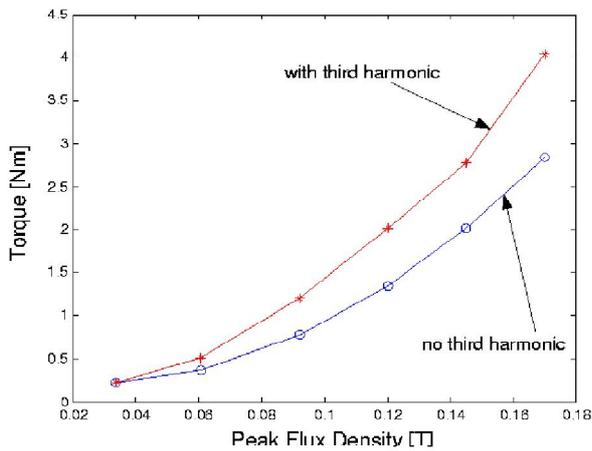


Figura 3.60: Coppia del motore esafase a rotore bloccato con e senza iniezione di terza armonica di corrente

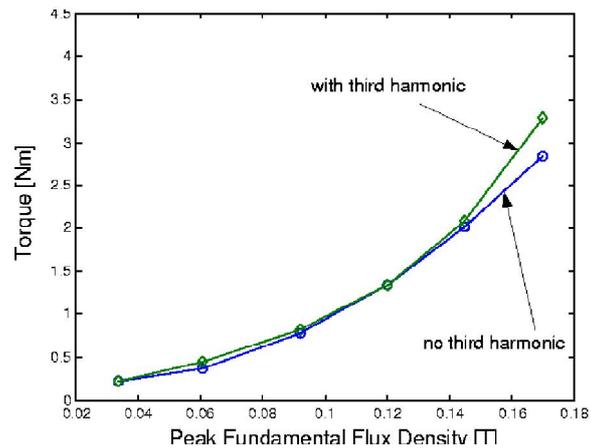


Figura 3.61: Coppia del motore esafase a rotore bloccato con e senza iniezione di terza armonica di corrente senza compensazione del picco della densità di flusso al traferro

Con questa tecnica è possibile ottenere un incremento nella coppia prodotta del 40% rispetto ad un motore trifase standard con la stessa distribuzione del picco di flusso elettromagnetico. È necessario un controllo accurato della fase tra le componenti fondamentale e terza armonica delle correnti, in caso di perdita di tale relazione si può ottenere la produzione di un picco della densità di flusso anziché una forma d'onda appiattita come desiderato. Per questo motivo è necessario un controllo di corrente che includa anche le terze armoniche delle correnti.

In letteratura è possibile trovare diversi studi di generatori multifase per applicazioni con energie rinnovabili come generatori eolici o per idroelettrico, tuttavia non sono ancora riportate applicazioni pratiche. [60] [61] [62]

Recentemente sono stati riportati alcuni lavori analitici e pratici di generatori ad induzione esafase autoeccitati (SPSEIG). [63] [64] [65] [66] [67].

Tali macchine si ottengono implementando la scissione degli avvolgimenti esafase in due gruppi trifase sfasati di 30° elettrici. Il punto di neutro delle due terne è mantenuto isolato per prevenire la propagazione di eventuali guasti da un gruppo trifase all'altro e per prevenire il flusso delle terze armoniche.

Il vantaggio principale degli SPSEIG è che in caso di guasto ad una fase il sistema può continuare ad operare, anche se ad una potenza inferiore. Altri vantaggi di questo modello derivano dalla possibilità

di eliminare gli effetti di mutuo accoppiamento tra i due gruppi trifase e le perdite nel nucleo e la possibilità di separare le reattanze di leakage di statore e rotore se richiesto.

In [68] è stata condotta una comparazione tra le prestazioni di due sistemi di generazione eolica: uno con generatore esafase e uno con generatore trifase. L'analisi comparativa tra le forme d'onda è riferita alla terna di fasi *abc* di entrambi i generatori, per la terna di fasi *xyz* del generatore esafase si nota soltanto uno sfasamento di 30° .

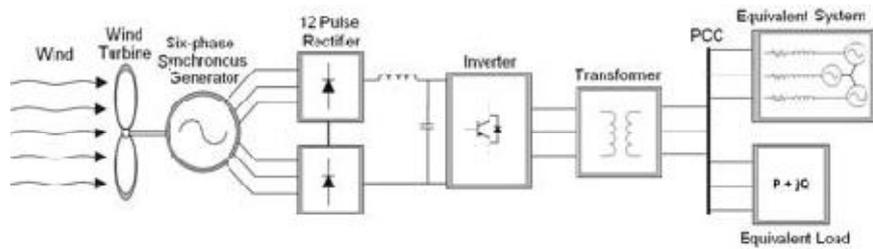


Figura 3.62: Schema complessivo di un sistema di generazione eolico

La figura 3.63 confronta le tensioni in uscita tra le fasi *a* e *b* dei due generatori. Il valore della distorsione armonica totale (*total harmonic distortion*) della tensione di linea del generatore classico risulta dell'8,4%, mentre per la macchina speciale il THD risulta del 5,6%.

La figura 3.64 confronta le correnti di linea, si può notare che ogni avvolgimento del generatore esafase produce una corrente di valore metà di quella dell'altro generatore. Questa è una diretta conseguenza del fatto che la macchina speciale divide la corrente totale tra due avvolgimenti. I contenuti armonici sono circa gli stessi per entrambe le forme d'onda.

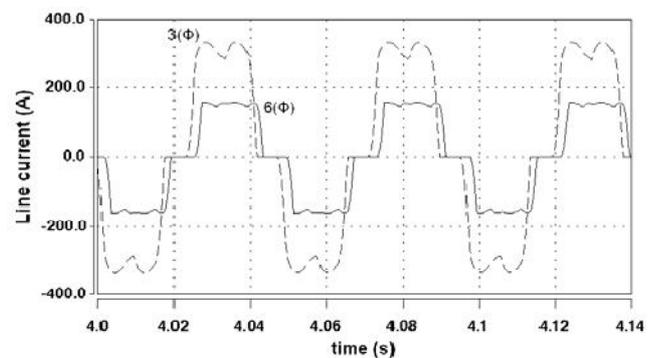
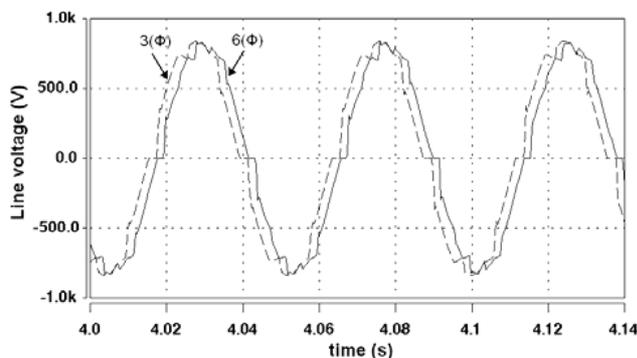


Figura 3.63: Tensioni di linea all'uscita dei due generatori Figura 3.64: Correnti di linea prodotte dai due generatori

In figura 3.65 sono confrontati i flussi magnetici per ogni fase, la forma d'onda è simile per entrambi i generatori e non sono presenti distorsioni considerevoli.

La figura 3.66 confronta la coppia elettromagnetica prodotta da ogni generatore. È evidente la riduzione della pulsazione di coppia prodotta ottenuta con il generatore esafase. Il valore THD è ridotto notevolmente, grazie all'eliminazione della sesta armonica.

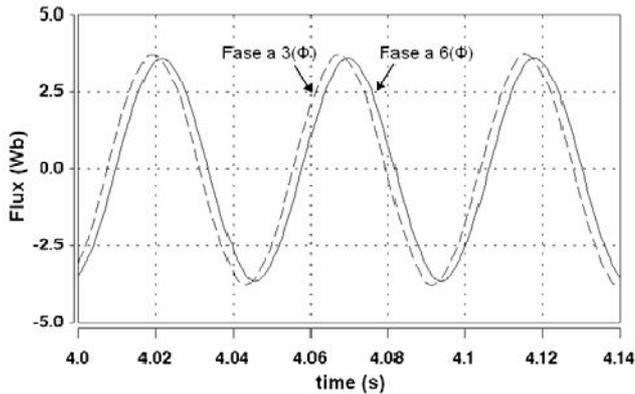


Figura 3.65: Flusso magnetico lungo la fase *a* per entrambi i generatori

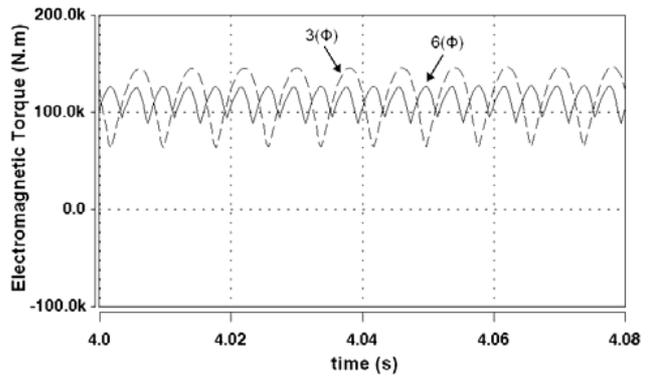


Figura 3.66: Coppia elettromagnetica prodotta dai due generatori

In figura 3.67 è evidente la differenza tra le forme d'onda delle correnti di campo dei due generatori, le fluttuazioni sono ridotte di circa il 40%.

Anche le correnti negli avvolgimenti smorzatori si riducono notevolmente: la figura 3.68 mette a confronto tali correnti nei due generatori. In condizioni operative ideali queste correnti dovrebbero essere nulle, tuttavia, a causa delle caratteristiche non sinusoidali coinvolte nel processo, la situazione ideale non si può verificare. La macchina esafase vanta perlomeno una riduzione del 60% delle correnti negli avvolgimenti smorzatori, diminuendo i problemi associati alla circolazione impropria di corrente in questo tipo di applicazioni.

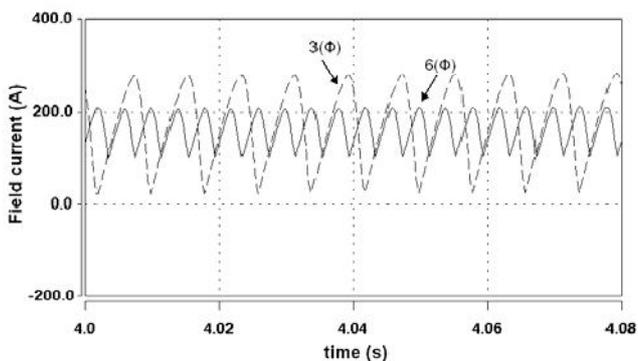


Figura 3.67: Corrente di campo di entrambi i generatori

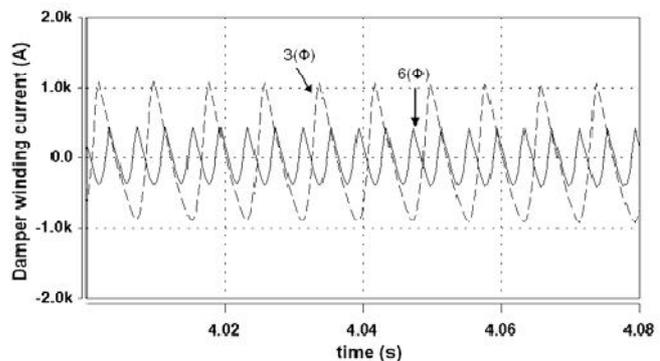


Figura 3.68: Correnti negli avvolgimenti di smorzamento dei due generatori

Un'altra importante caratteristica associata all'uso della macchina esafase in rapporto alla macchina tradizionale è la forma d'onda della tensione raddrizzata. La figura 3.69 mostra che la macchina esafase è in grado di produrre una tensione di ampiezza doppia rispetto a quella prodotta da macchina trifase. In aggiunta l'utilizzo di un raddrizzatore a 12 impulsi permette di ottenere una tensione continua con minore livello di distorsione.

Anche la corrente continua ottenuta in uscita del raddrizzatore migliora con l'uso del generatore esafase, infatti, come si può notare in figura 3.70, la totale distorsione armonica è ridotta del 60%. Il valore della corrente è metà di quello della corrente derivante dal generatore trifase ed essendo la tensione doppia, la potenza prodotta è la stessa per entrambe le macchine.

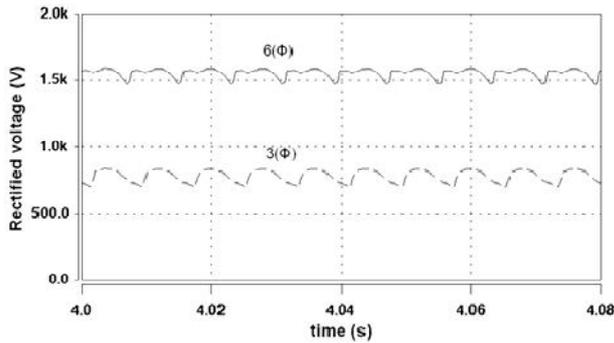


Figura 3.69: Tensioni raddrizzate di entrambi i sistemi

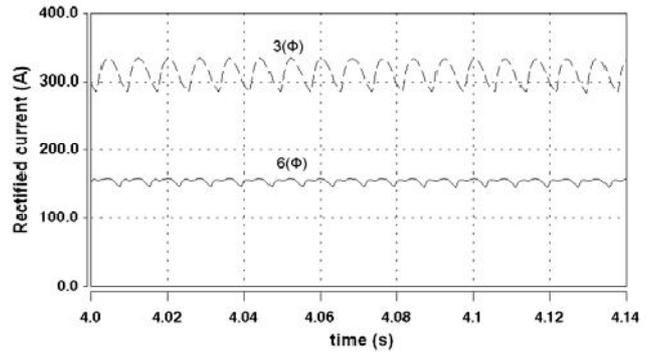


Figura 3.70: Correnti raddrizzate di entrambi i sistemi

La tabella 3.3 e il grafico di figura 3.71 sintetizzano e mettono a confronto i valori numerici principali ottenuti per le due configurazioni testate e manifestano chiaramente la superiorità delle performance del modello di generazione esafase.

Tabella 3.3: Sintesi della comparazione tra le performance del generatore esafase e del generatore trifase

	Generatore esafase		Generatore trifase	
	Valore RMS	THD [%]	Valore RMS	THD [%]
Tensione di linea [V]	582	5,6	586	8,4
Corrente di linea [A]	125	25	256	25
Flusso magnetico [Wb]	2,6	0,62	2,7	1,1
Coppia [Nm]	91502	13,5	91651	33
Corrente di campo [A]	183	28	186	68
Corrente di smorzamento [A]	275	28	643	35
Tensione raddrizzata [V]	1564	3,1	784	7,7
Corrente raddrizzata [A]	155	2,9	313	7,3

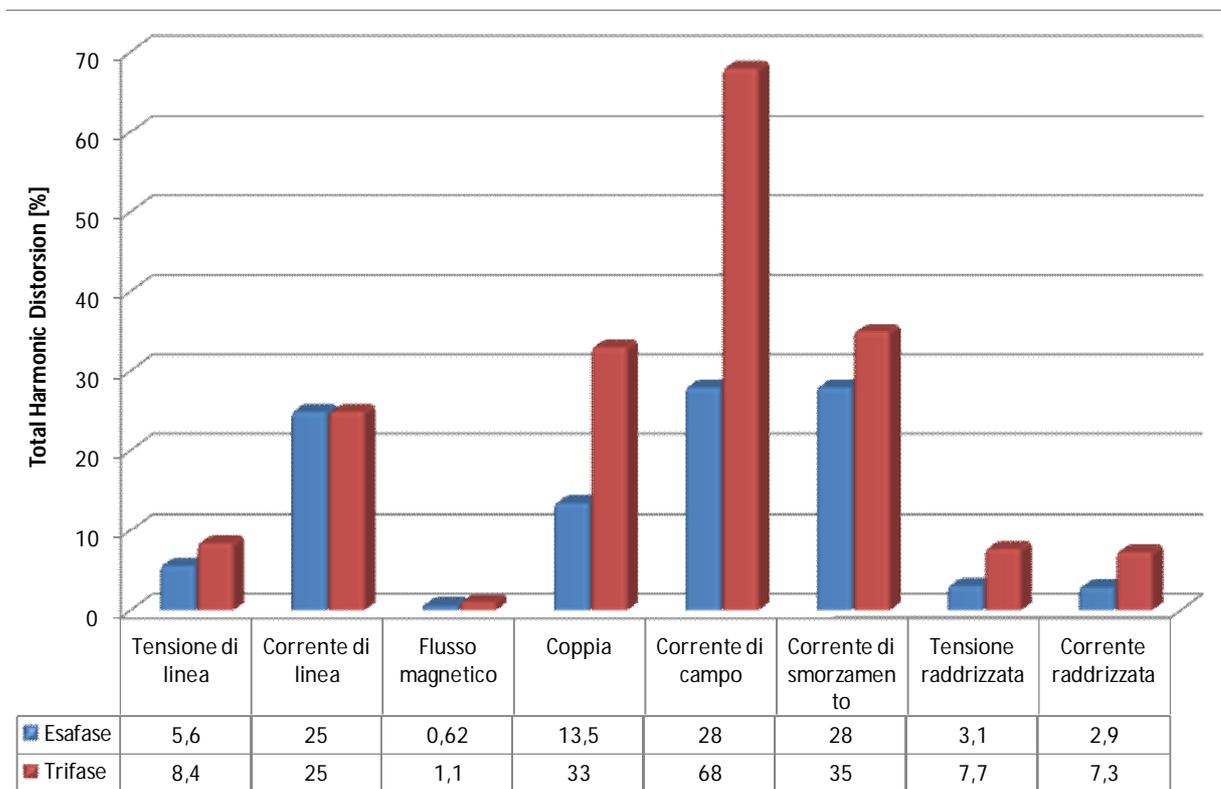


Figura 3.71: Grafico comparativo delle THD nei due sistemi

3.9. Sistemi di monitoraggio predittivo ed emergenza

La politica manutentiva di un'azienda presuppone l'esistenza di una scelta aziendale di fondo che individua la manutenzione come un processo aziendale, disciplinabile in base a regole e metodologie mirate. I criteri di scelta di una politica manutentiva devono prima di tutto essere definiti in termini qualitativi e successivamente si può procedere all'associazione di una o più misure quantitative, che consentano di rendere la fase selettiva più immediata perché più oggettiva.

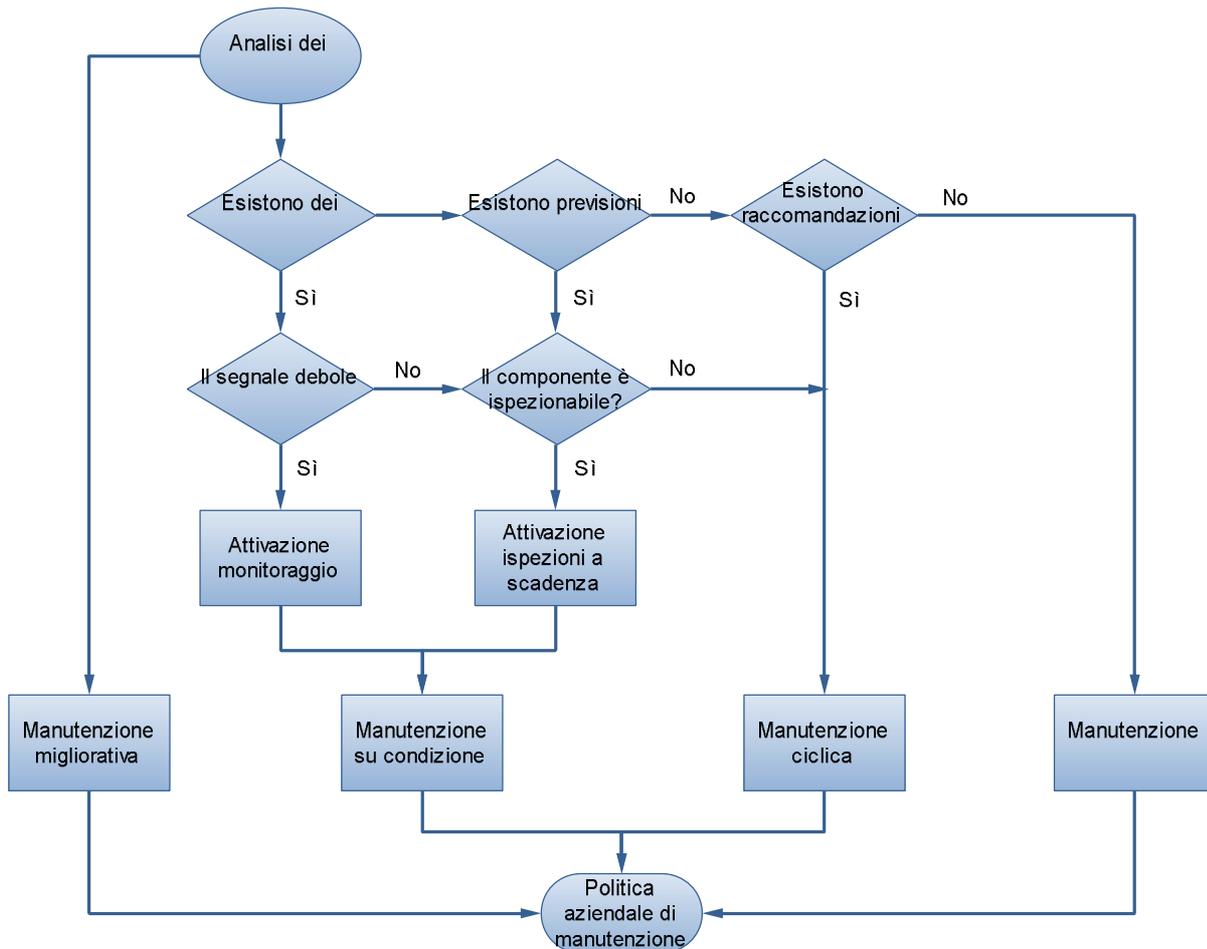


Figura 3.72: Diagramma di supporto alla scelta delle politiche manutentive

Con la manutenzione predittiva è possibile calcolare il tempo residuo di un componente prima che ne avvenga il guasto, infatti lo “stato di salute” della macchina viene tenuto monitorato grazie alla misura di alcuni parametri. È possibile individuare sul nascere probabili anomalie, seguirne l’evoluzione nel tempo e programmare con congruo anticipo e flessibilità le necessarie azioni correttive, garantendo in tal modo la continuità di servizio dei processi produttivi, la riduzione dei costi conseguenti a repentini e dannosi fermi macchina, l’aumento della vita residua delle macchine stesse, la riduzione degli interventi non necessari, la riduzione dei costi di manutenzione rispetto al metodo della manutenzione periodica. Il risultato finale è l’ottimizzazione delle risorse economiche ed il miglioramento dell’indice di efficienza complessiva economica (*Overall Economic Efficiency, OEE*). [69] [70]

3.9.1. Organizzazione della manutenzione predittiva

- Intensificazione dei controlli periodici delle grandezze sensibili ai meccanismi di usura e degrado delle macchine con l'implementazione di tecniche diagnostiche;
- Controllo della evoluzione dei difetti nel tempo;
- Semplificazione/essenzialità delle azioni correttive;
- Allungamento delle cadenze degli interventi manutentivi (ricondizionamento/sostituzione dei componenti di macchina).

3.9.2. Risultati della manutenzione predittiva

- Continuità di funzionamento dei processi produttivi non gravati da eccessive e costose riserve/scorte;
- Riduzione delle perdite di produzione per fermate accidentali;
- Riduzione dei tempi di riparazione;
- Riduzione dei guasti indotti da un guasto precedente;
- Aumento della vita residua dei componenti di macchina;
- Riduzione degli interventi non ancora necessari;
- Miglioramento dei fattori ambientali (rumore, *pollution*, consumo di energia);
- Riduzione dei costi di manutenzione rispetto al metodo della manutenzione periodica o a tempo definito.

3.9.3. Aspetti tecnologici

L'esecuzione rapida ed efficace di un intervento predittivo su di una macchina richiede che quest'ultima sia adeguatamente predisposta a questo scopo. Quando il mezzo non possiede intrinsecamente questo requisito, perché non soddisfatto in progettazione, è bene adeguarlo tramite un'operazione di manutenzione migliorativa. [71]

1. Alloggiamento dei sensori

Il mezzo deve essere dotato di opportuni alloggiamenti in grado di contenere i sensori. Le posizioni degli alloggiamenti debbono essere tali da consentire misure significative sullo stato dei componenti e sulla presenza di eventuali anomalie di natura statica e dinamica. Normalmente le posizioni di misura sono individuate in prossimità dei componenti più critici (maggiormente soggetti ad avaria, essenziali ai fini del funzionamento).

La collocazione della sensoristica deve rispettare le direzioni preferenziali di captazione dei segnali ed essere protetta da inaccettabili interferenze di natura fisica quali urti, cesoiamento, radiazioni ed altro.

I sensori debbono essere ubicati in modo da non ostacolare lo svolgimento del processo a cui il mezzo è deputato.

La compatibilità reciproca dei sensori e del processo svolto dall'impianto deve essere soddisfatta per tutte le possibili condizioni di funzionamento (marcia, stand-by, arresto, ecc.)

2. Cablaggio dei sensori

I segnali captati dai sensori possono raggiungere l'unità di elaborazione (trattamento, elaborazione, ecc.) viaggiando all'interno di cavi che si estendono, almeno in parte, nell'impianto stesso. Il cablaggio deve rispettare le stesse regole di compatibilità con le funzioni svolte dall'impianto già citate per i sensori. Vi sono casi in cui il segnale viene veicolato in cavi già adibiti al trasporto di energia o di segnali di comando indipendenti dalla finalità manutentiva (onde convogliate).

Un'alternativa talvolta valida al cablaggio, quando questo sia ostacolato da impedimenti oggettivi o da costi eccessivi per la stesura di cavi, è la trasmissione via radio dal sensore, od in prossimità di esso, ad una stazione ricevente collocata presso l'unità di ricezione.

3. Individuazione delle informazioni da rilevare

La valutazione dello stato di funzionamento di un componente, o della sua vita residua, necessita la conoscenza di informazioni specifiche ad esso relative. Queste possono essere quantitative o qualitative; nel primo caso si tratta di grandezze fisiche, nel secondo di informazioni che il manutentore elaborerà secondo la sua discrezionalità o confronterà con scenari di riferimento.

Tra le grandezze fisiche figurano tutte quelle note dai sistemi di misura: accelerazione, velocità, spostamento, temperatura, pressione, tensione, intensità di corrente, illuminamento, ecc. Tra le informazioni qualitative si annoverano: mappe termiche, inquadrature video statiche e dinamiche, radiografie, ecc.

La scelta della tipologia di sensori da utilizzare dipende dalle informazioni da rilevare e dall'opportunità tecnologica di eseguirne un rilevamento diretto oppure uno indiretto da elaborare successivamente (velocità ottenuta integrando l'accelerazione rilevata).

Sono da utilizzare a seconda dei casi: accelerometri, estensimetri, sensori induttivi e capacitivi, termocoppie, esposimetri, telecamere, termocamere, ecc.

In funzione dell'intervallo di variabilità e della precisione del rilievo si scelgono le caratteristiche di gamma dinamica, di linearità e di affidabilità; i trasduttori devono possedere la robustezza e la stabilità idonee per essere installati nell'ambiente prescelto, che potrebbe anche essere ostile (temperature estreme, presenza di sostanze corrosive, presenza di forti campi elettrici e magnetici, radioattività, ecc.).

4. Trasmissione delle informazioni

Le informazioni rilevate possono essere inviate per successiva elaborazione ai sistemi sotto elencati:

- Sistemi portatili di analisi periodicamente allacciati ai dispositivi di ricezione dell'informazione, ad esempio tramite connettori posti in zone facilmente accessibili;

- Sistemi locali fissi di analisi (solitamente multi canale) permanentemente allacciati ai dispositivi di ricezione dell'informazione, ad esempio tramite connettori;
- Rete informatica, cablata, wireless o mista in grado di trasferire l'informazione in qualunque punto geograficamente distribuito da essa raggiunto, ed esempio LAN, WAN, INTERNET.

In quest'ultimo caso si distinguono tre differenti configurazioni di rete:

- Sistema di acquisizione remoto, questa soluzione è idonea laddove sia necessario accedere da un'unica postazione a rilievi compiuti su punti distribuiti nello spazio;
- Sistema di distribuzione delle acquisizioni, è il caso in cui le acquisizioni effettuate in un unico punto debbano essere disponibili su più postazioni distribuite;
- Sistema di acquisizione integrato, accorpa entrambe le soluzioni di cui ai punti precedenti ed è il più potente e versatile, prevalentemente adatto a realtà complesse da mantenere.

5. Tipologie di elaborazioni da effettuare

I segnali forniti dai trasduttori sono sottoposti alle seguenti elaborazioni:

- Controllo di soglia:
confronto dei valori misurati con dei livelli di segnalazione/allarme predefiniti (vibrazioni e altre grandezze) (per esempio limiti massimi e minimi preimpostati).
- Analisi nel dominio del tempo:
tracciamento dei valori in funzione del tempo ed eventuale elaborazione statistica (per esempio calcolo del valore medio, efficace, di picco, di picco-picco – cfr normativa UNI CEI)
- Analisi nel dominio della frequenza:
scomposizione dei segnali temporali nelle loro componenti in frequenza (per esempio analisi FFT - *Fast Fourier Transform*, analisi speciali - cepstrum, envelope, demodulation, SEE - *Spectral Emitted Energy*, ecc., valutazione delle componenti in ampiezza e fase, calcolo del valore efficace in bande limitate, analisi agli ordini, (cfr normativa UNI CEI)
- Analisi tempo-frequenza:
rappresentazioni spettrali in funzione del tempo (diagrammi tridimensionali) (per esempio spettri in cascata - waterfall, analisi alle ondine - wavelet)
- Osservazione di inquadrature su parti dell'impianto:
visualizzazione tramite immagini di fasi del processo in evoluzione (per esempio TV a circuito chiuso)

3.9.4. Principali misurazioni per la manutenzione predittiva

Analisi delle vibrazioni

Ogni macchina durante il suo funzionamento presenta un determinato fenomeno vibratorio che dipende dal tipo di macchina stessa e dalle sue caratteristiche. Un incremento del fenomeno vibratorio di una macchina corrisponde a una variazione nelle sue caratteristiche di funzionamento. Tale

incremento può essere rilevato mediante un'analisi delle vibrazioni. Tuttavia misurare il grado di vibrazione di un macchinario non basta di per sé, ciò che è importante risalire alle cause che hanno determinato il fenomeno.

Attraverso l'analisi delle vibrazioni e lo studio degli spettri di vibrazione rilevati su un macchinario è possibile risalire alle cause di un'eventuale anomalia, già dal suo insorgere. [72]

Esempi di problematiche tipiche rilevabili da un'analisi di questo tipo sono:

- Sbilanciamenti;
- Disallineamenti;
- Deformazioni, giochi ed eccentricità;
- Problematiche inerenti i cuscinetti;
- Problematiche inerenti gli ingranaggi;
- Problematiche inerenti gli elementi di trasmissione;
- Problematiche di tipo elettrico o causate dai componenti elettrici del macchinario;
- Risonanze, turbolenze, cavitazioni, ecc.

Lo studio delle vibrazioni può essere condotta analizzando i segnali rilevati in banda stretta (FFT) con analizzatori di spettro appropriati, in modo da rilevare l'ampiezza della vibrazione, sia in accelerazione che in velocità, e determinare se il livello è entro o oltre i limiti suggeriti dalle norme internazionali. Se le vibrazioni interessano le strutture ospitanti le macchine o quella a contatto con le stesse, le misure vengono effettuate con analizzatori in real time a bande di 1/3 di ottava a partire da 1 Hz come prescritto dalle normative UNI EN o dalle ISO, effettuando poi i confronti con le normative specifiche per il problema lamentato (UNI 9614, UNI 2631, UNI 9916).

Nel monitoraggio dei cuscinetti si utilizza spesso la tecnica SPM (*Shock Pulse Method*) con la quale si analizza in modo approfondito le vibrazioni provenienti dalla macchina, alle quali sono sovrapposti dei transienti dovuti all'usura del cuscinetto [73]. Per comprendere come funziona la tecnica SPM si pensi ad una sfera di metallo che colpisce una barra di metallo. Al momento dell'impatto, si diffonde un'onda di pressione meccanica attraverso il materiale di entrambi i corpi (figura 3.73.1). Il transitorio dell'onda è piuttosto rapido. Quando il fronte dell'onda colpisce il trasduttore di shock pulse, provocherà un'oscillazione smorzata della massa di riferimento del trasduttore. L'ampiezza di picco è in funzione della velocità d'impatto. Nella fase seguente della collisione, entrambi i corpi iniziano a vibrare (figura 3.73.2). La frequenza di questa vibrazione è in funzione della massa e della forma dei corpi in collisione

Un trasduttore di shock pulse reagisce con una oscillazione di grande ampiezza agli shock pulse deboli poiché viene eccitato alla propria frequenza di risonanza pari a 32 kHz. La vibrazione del macchinario, di una frequenza molto più bassa, viene filtrata. Il primo blocco raffigurato in figura 3.74 mostra il simbolo di un trasduttore e, sotto, il segnale di vibrazione proveniente dalla macchina, con transienti sovrapposti alla frequenza di risonanza, provocata dagli shock pulse. Il secondo blocco mostra il filtro

elettrico che lascia passare una sequenza di fenomeni transitori a 32 kHz. La loro ampiezza dipende dall'energia degli shock pulse. I transienti vengono convertiti in impulsi elettrici analogici. L'ultimo blocco mostra il segnale di shock pulse convertito, proveniente dal cuscinetto, che ora consiste in una rapida sequenza di impulsi elettrici più forti e più deboli.

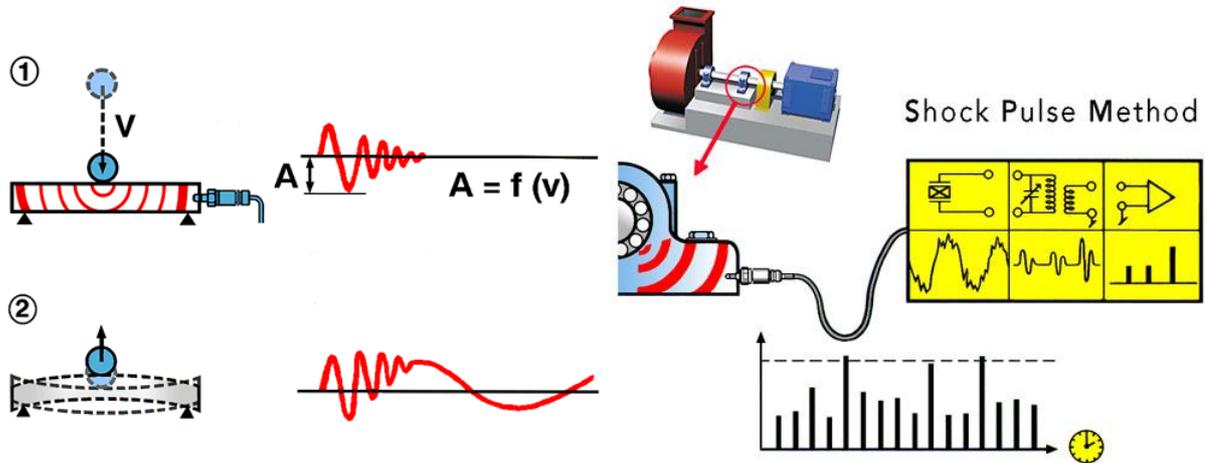


Figura 3.73: Principio SPM, sfera che colpisce una barra Figura 3.74: Tecnica SPM, trasduzione della vibrazione

Il segnale filtrato del trasduttore riflette la variazione di pressione nell'interfaccia di rotolamento del cuscinetto. Quando il film lubrificante è consistente, il livello di shock pulse è basso, senza picchi rilevanti. Il livello aumenta quando si riduce il film lubrificante, ma non ci sono ancora picchi rilevanti. Il danneggiamento del cuscinetto provoca impulsi forti a intervalli irregolari (figura 3.75)

I misuratori di Shock Pulse misurano il segnale di shock su una scala in decibel, a due livelli. Un microprocessore valuta il segnale. Esso ha bisogno dell'inserimento di dati che definiscano il tipo di cuscinetto (numero ISO) e la velocità di rotazione (RPM e diametro del cuscinetto).

Il danneggiamento in un cuscinetto provoca un notevole aumento della forza degli shock pulse, così come una marcata variazione nelle caratteristiche tra gli impulsi shock più forti e più deboli. I valori degli impulsi quindi vengono immediatamente tradotti, secondo i casi, in misure dello spessore del film lubrificante o dell'entità del danneggiamento in atto nel cuscinetto (figura 3.76).

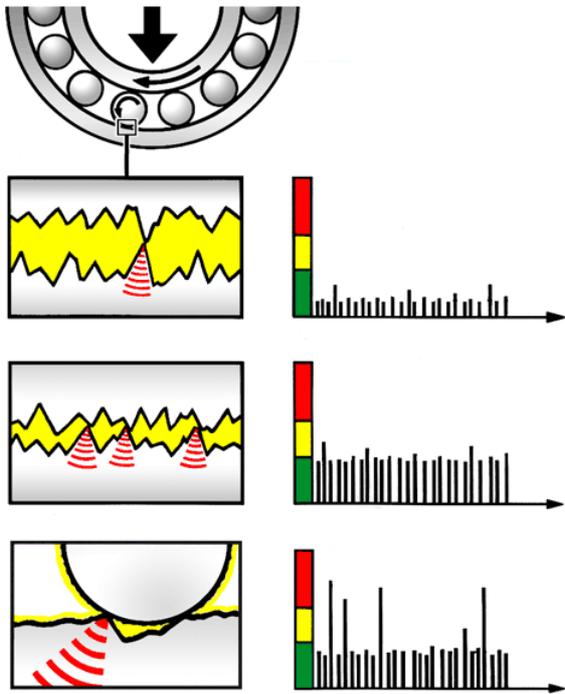


Figura 3.75: Tecnica SPM, usura e danneggiamento del cuscinetto

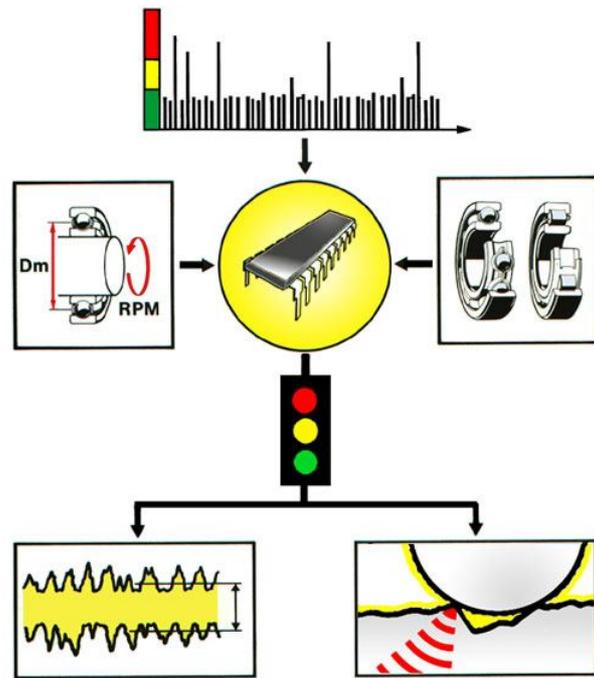


Figura 3.76: Tecnica SPM

Analisi termografica

In campo industriale la termografia è uno strumento estremamente utile e largamente impiegato in tema di manutenzione predittiva. Attraverso la termografia è possibile rilevare anzitempo l'insorgere di anomalie nei macchinari e negli impianti in genere, e risalire addirittura alle relative cause. È una tecnica di analisi a distanza che non richiede il contatto dello strumento con il macchinario, ciò significa che avviene in totale sicurezza per l'operatore, non richiede fermi macchina, rileva le apparecchiature in funzionamento anche quelle presenti in luoghi inaccessibili o comunque difficili da raggiungere. A livello di manutenzione predittiva tale tecnica di analisi risulta particolarmente efficiente per le apparecchiature e circuiti elettrici, per le apparecchiature meccaniche e i sistemi di raffreddamento e riscaldamento.

Questa metodologia diagnostica si basa sul principio che tutti i corpi emettono energia sotto forma di radiazione elettromagnetica, in modo proporzionale alla loro emissività e temperatura. Usando una termocamera, che converte la radiazione termica in un segnale elettrico adatto ad essere presentato su video, è possibile studiare la distribuzione di temperatura del corpo in esame. [74]

Grazie ad essa è possibile individuare per tempo, nel caso delle applicazioni elettriche, esempi di problematiche tipiche come:

- Aumento della resistenza nei collegamenti allentati o corrosi del circuito;
- Squilibrio di fase;
- Sovraccarico del sistema;

- Guasto nell'isolamento;
- Problemi nei sistemi di raffreddamento;
- Problemi nell'avvolgimento dei motori.

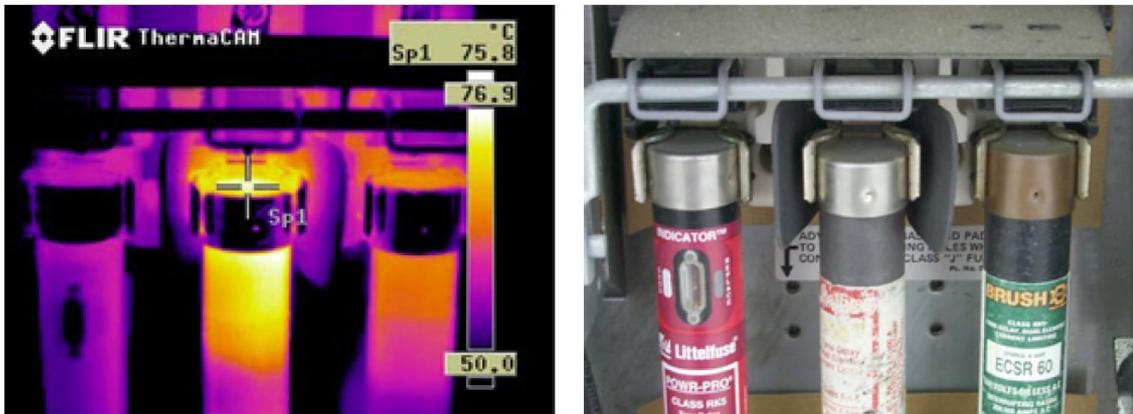


Figura 3.77: Termografia fusibili, giunzione troppo calda

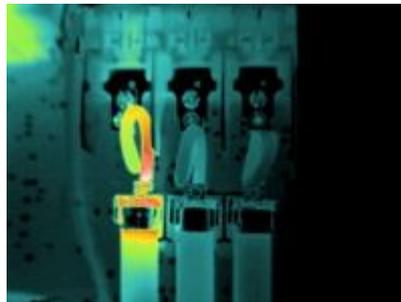


Figura 3.78: Termografia bassa tensione, contatto lasco

Nel caso invece di applicazioni meccaniche ed elettromeccaniche, esempi problematiche tipiche rilevabili con un'analisi termografica sono:

- Disallineamento;
- Problemi relativi ai cuscinetti;
- Problemi di isolamento negli avvolgimenti dei motori;
- Attrito da usura o lubrificazione non adeguata.

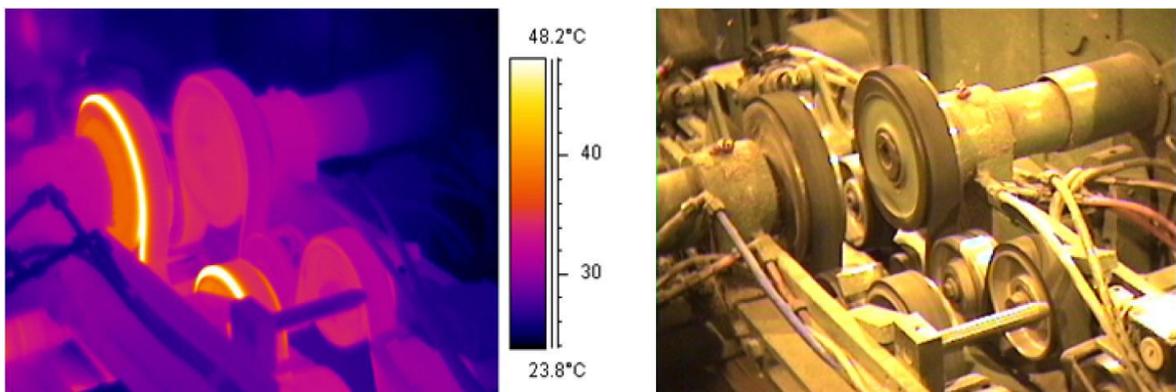


Figura 3.79: Termografia puleggia, contatto surriscaldato

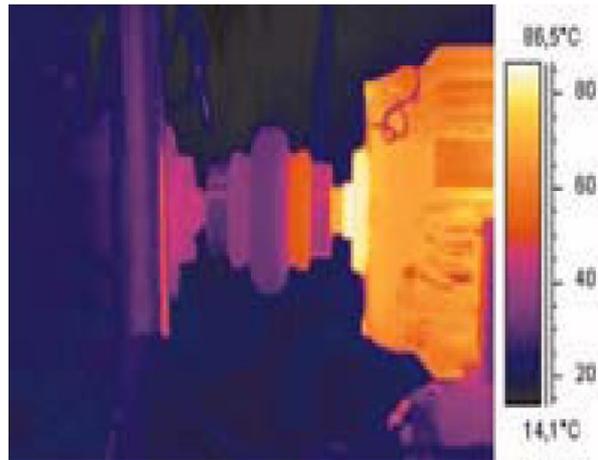


Figura 3.80: Termografia cuscinetto surriscaldato

In pratica la termografia infrarossa ci dà la possibilità di conoscere la temperatura presente in tutti i punti di un impianto senza bisogno di un contatto con l'impianto stesso. Sono facilmente intuibili i vantaggi offerti da tale strumento:

- Le rilevazioni vengono effettuate a impianto o macchina in funzione, ossia sotto carico; questo permette di non fermare o ridurre l'operatività dell'impianto durante la verifica.
- Il controllo che si effettua è estremamente veloce e non invasivo; è possibile effettuare misure anche a distanza di decine di metri.
- La frequenza delle rilevazioni può essere contenuta nel tempo (semestrali o annuali).
- Alcune compagnie assicurative applicano una riduzione dei premi della polizza sull'impianto se viene dimostrata l'applicazione programmata di una tecnica di salvaguardia come la termografia infrarossa.
- Un'attenta analisi costi-benefici può indicare un ritorno economico estremamente conveniente.

Analisi degli oli lubrificanti

L'analisi di campioni di olio lubrificante usato consente di ricavare importanti informazioni sullo stato di salute di un macchinario, nonché di ottenere indicazioni su possibili azioni correttive. Sulla base del rilevamento di particolari condizioni quali il degrado chimico/fisico dell'olio, la presenza di contaminanti e di particelle metalliche e non, è possibile risalire alle condizioni operative della macchina, a condizioni di usura e/o danneggiamento dei componenti meccanici, a possibili malfunzionamenti, perdite, trafilaggi e inefficienza del sistema di filtrazione.

Analisi degli oli dielettrici

Una corretta analisi degli oli dei trasformatori permette di individuare precocemente eventuali deterioramenti del dielettrico, prima che il trasformatore vada fuori uso irreparabilmente. L'olio all'interno del trasformatore può deteriorarsi per effetto di shock termici, micro scariche, surriscaldamento degli isolanti o dei punti di contatto.

Tipiche analisi sono svolte per rilevare la percentuale d'acqua presente, la viscosità, la rigidità dielettrica, la presenza di PCB (policlorobifenili) e la presenza di gas disciolti.

La valutazione dei risultati dell'analisi dei gas disciolti è uno strumento proprio della manutenzione predittiva. È considerato, infatti, uno dei mezzi diagnostici più efficaci per valutare lo stato dei trasformatori in servizio.

Le principali cause di formazione di gas all'interno di un trasformatore sono connesse ad anomalie termiche ed elettriche. Tali gas, in misura diversa tra loro e variabile con la temperatura, sono abbastanza solubili in olio e di conseguenza sono facilmente determinabili mediante l'analisi dei gas disciolti, dalla quale si è successivamente in grado di associare, sulla base di appositi criteri stabiliti in conseguenza di rilevazioni sperimentali, lo specifico contenuto di gas e la relativa quantità, allo "stato di salute" del trasformatore e quindi individuare la possibile presenza di anomalie e le relative cause e conseguentemente stabilire le strategie manutentive.

Su applicazioni particolari possono esserci ulteriori analisi al fine di tenere traccia dello stato di salute della macchina, ad esempio su motori e generatori elettrici si possono effettuare le applicazioni che seguono.

Monitoraggio delle temperature

Si montano delle termosonde (in genere una dozzina) sullo statore della macchina, posizionate in cava a circa metà della lunghezza. Una metà dei sensori sono posizionati a fondo cava e l'altra metà tra due barre. [75]

Il rilievo delle suddette temperature, praticamente continuo durante l'esercizio, permette di valutare le condizioni termiche generali dell'avvolgimento e di verificare l'efficienza del circuito di raffreddamento. Si deve tener presente che la temperatura rilevata dalle termosonde poste tra le barre è inferiore di almeno 4-5 °C rispetto a quella del conduttore. Le temperature misurate dovrebbero sempre essere inferiori a quelle dell'indice di classe dell'isolamento utilizzato.

Si deve anche tenere presente che per molte altre misure è necessario indicare la temperatura come grandezza di influenza, per cui le termosonde possono svolgere anche questa seconda importante funzione.

Misure elettriche statiche

La causa primaria di guasto di un avvolgimento un motore elettrico sono i corto circuiti. Tale fenomeno può avvenire tra i cavi di una spira, tra le spire di una singola fase e tra le spire in fasi differenti.

Il guasto può essere causato da condizioni ambientali e termiche non ottimali (sovraccarico, alta temperatura, umidità, cattiva pulizia, ecc.) o da problemi meccanici e/o elettrici (vibrazioni, sbilanciamenti, stress dielettrico ecc.).

Comunque sia tutte queste cause di danno hanno un fattore in comune, cioè quando si manifestano si ha una variazione delle proprietà resistive e capacitive dell'isolamento elettrico.

Il danneggiamento di un motore elettrico a seguito di quanto detto sopra si può schematizzare in 3 fasi:

Fase1: l'isolamento tra i conduttori in condizioni di stress presenta dei valori differenti delle grandezze capacitive e resistive nel punto danneggiato, si ha quindi un aumento della temperatura localizzato con conseguente carbonizzazione dell'isolamento in quel punto. Tale carbonizzazione va a variare i valori rilevati di angolo di fase e I/F .

Fase2: il punto danneggiato diviene sempre più resistivo e si crea un'induttanza tra la parte sana dell'avvolgimento ed il corto. Si ha quindi un maggiore aumento della temperatura e veloce carbonizzazione dell'isolamento nel punto di corto. A questo punto il motore si ferma ma poi riparte dopo un tempo di raffreddamento.

Fase 3: l'isolamento si rompe completamente e l'energia sprigionata attorno al punto di corto causa una rottura esplosiva sull'isolamento e la vaporizzazione degli avvolgimenti. In tale fase l'induttanza e la resistenza possono individuare il danno.

Le grandezze in genere monitorate per ogni fase del motore sono:

- Resistenza R
- Induttanza L
- Impedenza Z
- Angolo di fase ϕ
- Risposta di frequenza: riduzione percentuale della corrente di una spira quando la frequenza è raddoppiata.
- Isolamento

Misura delle scariche parziali

Per scarica parziale si intende la scarica che avviene nei gas contenuti in occlusioni gassose (vacuoli) contenute nella massa di un isolante solido. Il fenomeno delle scariche parziali è uno dei più pericolosi, in quanto porta al progressivo deterioramento delle barriere isolanti delle barre. Le caratteristiche delle scariche parziali sono complesse, a causa delle molteplici modalità di formazione delle stesse. Nelle cave le scariche parziali si possono formare:

- Nella barriera isolante vera e propria della barra;
- Tra il conduttore e la barriera suddetta;
- Tra la superficie esterna della barra isolata e il pacco magnetico.

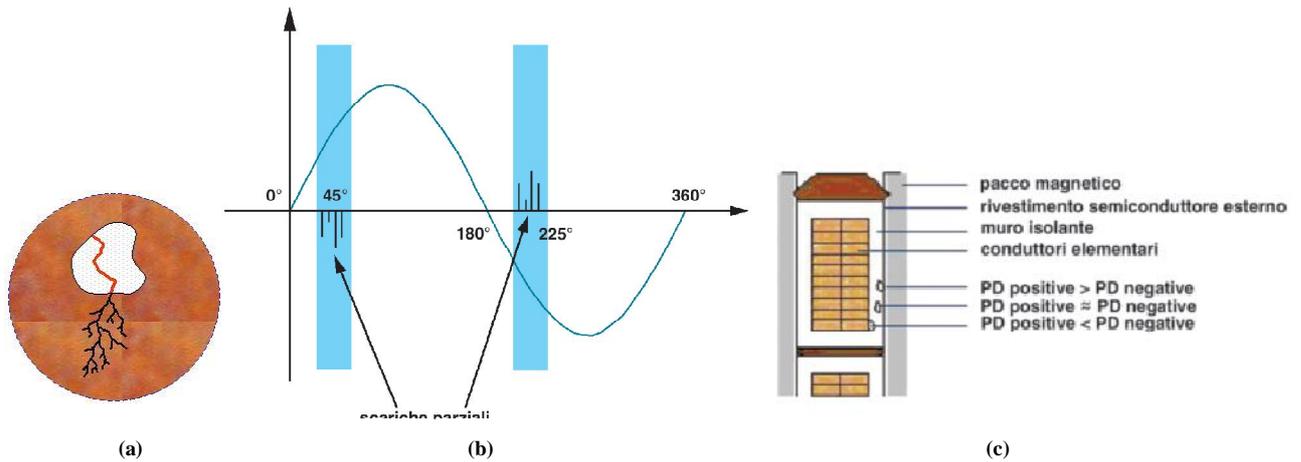


Figura 3.81: (a) Una scarica parziale; (b) Distribuzione tipica degli impulsi relativi a scariche parziali; (c) Posizione dei vacuoli in cava e polarità prevalente delle scariche parziali

La distribuzione tipica delle scariche prevede impulsi negativi raggruppati a 45° e impulsi positivi a 225°, con riferimento alla tensione fase/terra (figura 3.81 b).

Nelle cave, la polarità degli impulsi può dare un'indicazione della posizione degli stessi, come illustrato in figura 3.81 c.

Il metodo di misurazione prevede strumentazione appositamente studiata allo scopo: l'apparecchiatura si avvale di una terna di condensatori di accoppiamento (capacità intorno al centinaio di picofarad) e di uno strumento ad essi collegato attraverso opportuni filtri. Lo strumento è in grado di rilevare delle scariche l'ampiezza, la polarità, la frequenza e la fase rispetto alla tensione. Un primo tipo di rappresentazione (figura 3.82 a) fornisce la distribuzione del numero delle scariche per secondo in funzione della loro ampiezza (espressa convenzionalmente in mV). Un secondo tipo di grafico a tre dimensioni (figura 3.82 b) riporta il numero di impulsi per secondo (asse verticale), l'angolo di fase (asse orizzontale) e l'ampiezza degli impulsi (terzo asse).

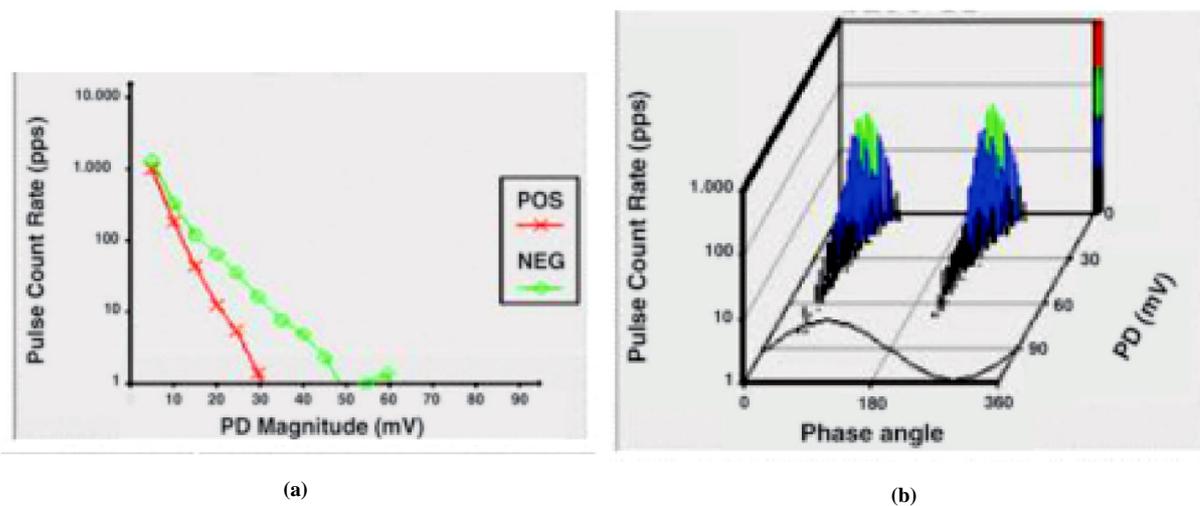


Figura 3.82: Esempio di grafici bidimensionale (a) e tridimensionale (b)

Gli impulsi in cava sono tipicamente raggruppati a 45° e 225° rispetto alla sinusoide di tensione fase/terra di riferimento; quando avvengono scariche parziali sulle testate dell'avvolgimento, gli

impulsi sono principalmente raggruppati a 15° , 75° , 195° e 255° del periodo di riferimento, in quanto originate dalla tensione fase/fase (sono spostati di $\pm 30^\circ$ rispetto alle posizioni classiche).

Per quanto riguarda la prevalenza di polarità nel grafico bidimensionale (figura 3.82 a), se il rapporto tra le cariche positive e quelle negative risulta maggiore di 1,5, è probabile l'impoverimento del semiconduttore. Quando, invece, è prevalente la polarità negativa (rapporto tra polarità negativa e polarità positiva maggiore di 1,5), le scariche sono localizzate in prossimità del conduttore di rame. Infine, se i tracciati positivo e negativo sono simili, l'attività predominante è localizzata all'interno della barriera isolante.

Per l'interpretazione dei risultati, oltre alle valutazioni precedentemente discusse, i dati devono essere confrontati con quelli ottenuti sulla stessa macchina nelle precedenti rilevazioni, per constatare se vi sono state variazioni apprezzabili. Tale confronto riguarda soprattutto l'ampiezza delle scariche parziali.

Tra le grandezze che possono influire sull'ampiezza delle scariche si devono citare il carico e la temperatura. Con il carico variano le forze che sollecitano radialmente le barre, mentre la temperatura influisce sulle dilatazioni.

La misura on-line delle scariche parziali può consentire di evidenziare le seguenti anomalie:

- Impregnazione incompleta degli avvolgimenti;
- Fessurazioni dell'isolamento a seguito di sovratemperature elevate;
- Allentamento delle biette o perdita del riempitivo posto sotto le stesse;
- Danneggiamento del semiconduttore in cava;
- Danneggiamenti delle testate;
- Contaminazione degli avvolgimenti.

La misura delle scariche parziali online non consente un giudizio definitivo sulle condizioni dell'isolamento, ma una prima concreta indicazione di condizioni critiche. Essa deve essere seguita da altri interventi che possano confermare o completare la diagnosi, tipicamente prove off-line. [74]

3.9.5. Sistemi di diagnostica

Per poter acquisire ed elaborare i segnali in automatico si fa uso di microcontrollori dotati di opportuni moduli di I/O e specifici programmi di controllo. Sono disponibili diversi prodotti flessibili per essere adatti ad ogni tipo di applicazione, i produttori più famosi sono Siemens, Rockwell Automation, National Instruments, ecc.

National Instruments ad esempio propone un sistema nominato CompactRIO che combina un processore real-time embedded, un chip LabVIEW FPGA e moduli di I/O inseribili a caldo. Ciascun modulo I/O è connesso direttamente con il chip FPGA. Il chip FPGA è connesso al processore real-time embedded attraverso un bus PCI ad alta velocità. Questo definisce un'architettura a basso costo con accesso aperto alle risorse hardware di basso livello. LabVIEW offre meccanismi integrati per il

trasferimento dati per analisi real-time, postprocessing, data-logging o comunicazioni via rete verso un computer host. [76]

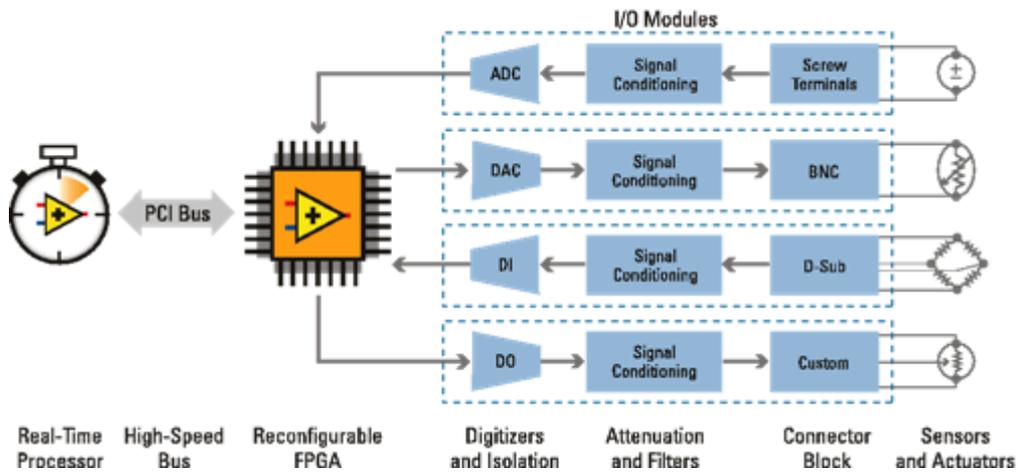


Figura 3.83: Schema di principio del sistema CompactRIO National Instruments

Il chip embedded FPGA ad alte prestazioni è un chip riconfigurabile che può essere programmato grazie agli strumenti di LabVIEW FPGA, senza bisogno di usare il linguaggio VHDL ma usando gli strumenti grafici di LabVIEW. Con l'hardware FPGA integrato in CompactRIO, si possono implementare funzionalità di temporizzazione, triggering, sincronizzazione, controllo ed elaborazione dei segnali per I/O analogici e digitali personalizzati.

Capitolo 4

Simulazione di un controllo ottimo

4.1. Descrizione del sistema simulato

La simulazione di un sistema è di fondamentale importanza, perché permette di verificare se i processi coinvolti evolvono correttamente e presenta il vantaggio di poter mettere a punto i controlli e correggere eventuali errori, evitando possibili danni al sistema reale.

Nelle simulazioni si verifica il comportamento del sistema sia a regime sia nei transitori, questi ultimi da valutare con particolare attenzione perché rappresentano le condizioni critiche di stabilità e dimostrano le prestazioni del sistema.

I risultati delle simulazioni si avvicineranno tanto più a quelli reali quanto più accurato sarà il modello virtuale.

In ambiente Matlab/Simulink® si è simulato il comportamento di un generatore connesso ad una rete trifase secondo lo schema a blocchi di figura 4.1.

Si tratta di un sistema in catena chiusa in cui si possono distinguere gli elementi principali:

- Alternatore sincrono trifase;
- Controllo dell'eccitazione;
- Motore di trascinamento diesel regolato in velocità;
- Rete trifase con sequenza di carichi variabili;
- Blocco di misura.

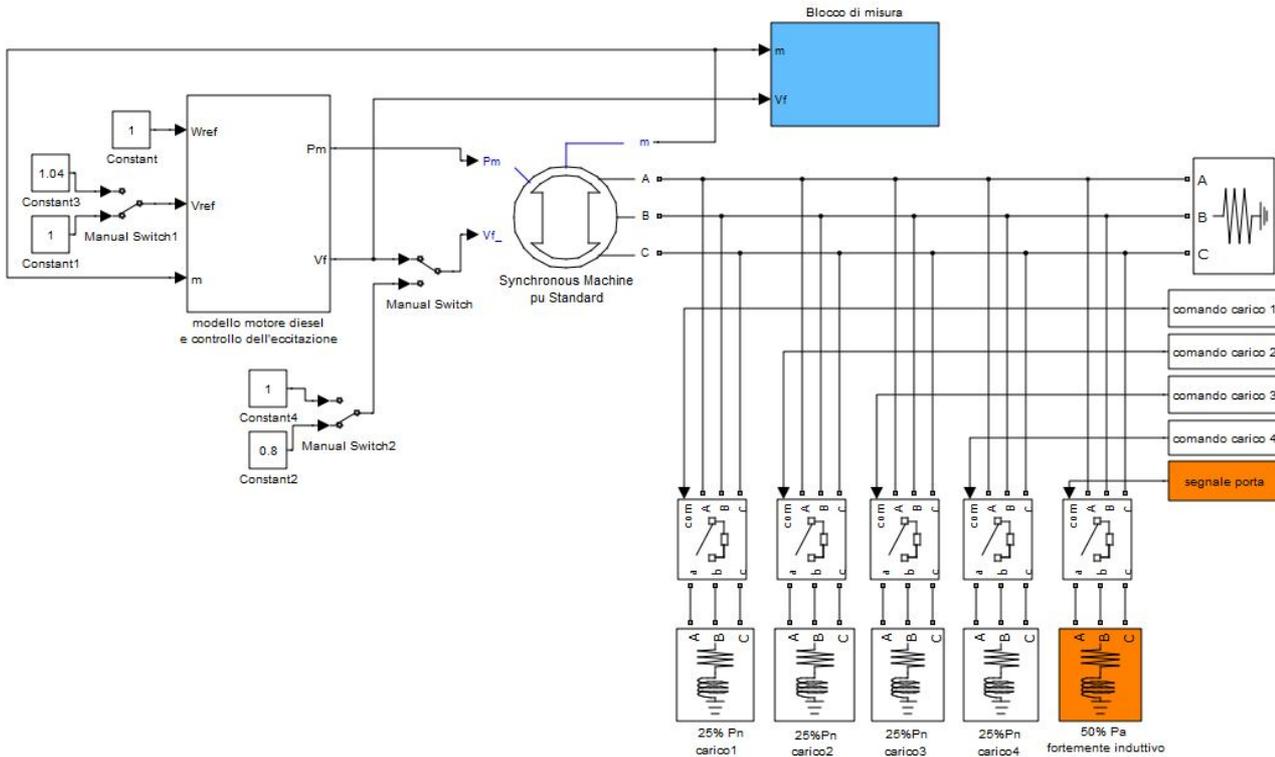


Figura 4.1: Schema a blocchi del sistema generatore + rete

La macchina generatrice è costituita da un alternatore sincrono trifase a rotore avvolto e 6 poli salienti. Il blocco tiene conto delle dinamiche di statore, campo elettromagnetico e rotore con avvolgimenti smorzatori. Il circuito equivalente è rappresentato nel riferimento dq di rotore, i parametri di rotore sono visti dallo statore.

In figura 4.2 è visibile il modulo di configurazione del blocco: i dati di targa e gli altri parametri sono ricavati dagli allegati 1 e 2 posti alla fine del corrente capitolo.

Gli ingressi del blocco alternatore sono la potenza meccanica di trazione e la tensione di eccitazione espresse in pu, ossia in riferimento all'unità. In uscita si hanno le tre tensioni generate espresse nel Sistema Internazionale e un vettore di 22 misure caratteristiche del modello espresse in pu.

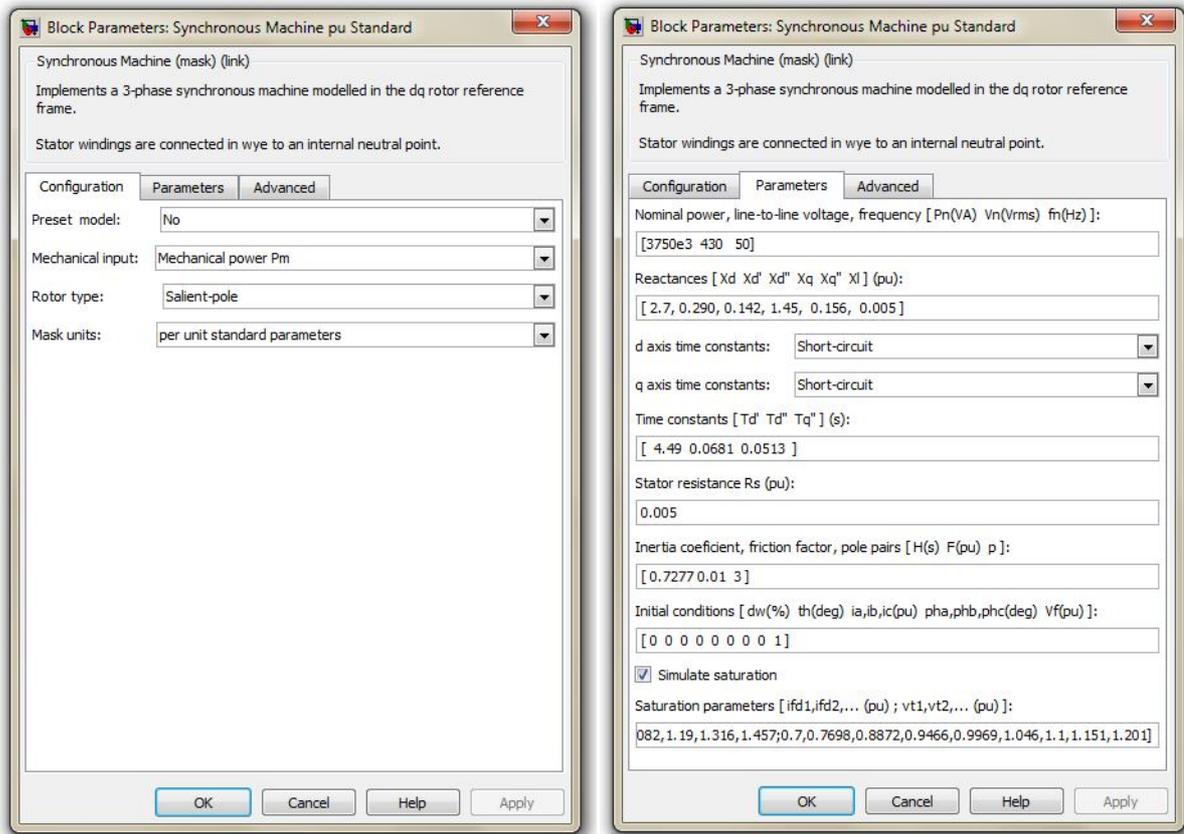


Figura 4.2: Parametri dell'alternatore sincrono trifase

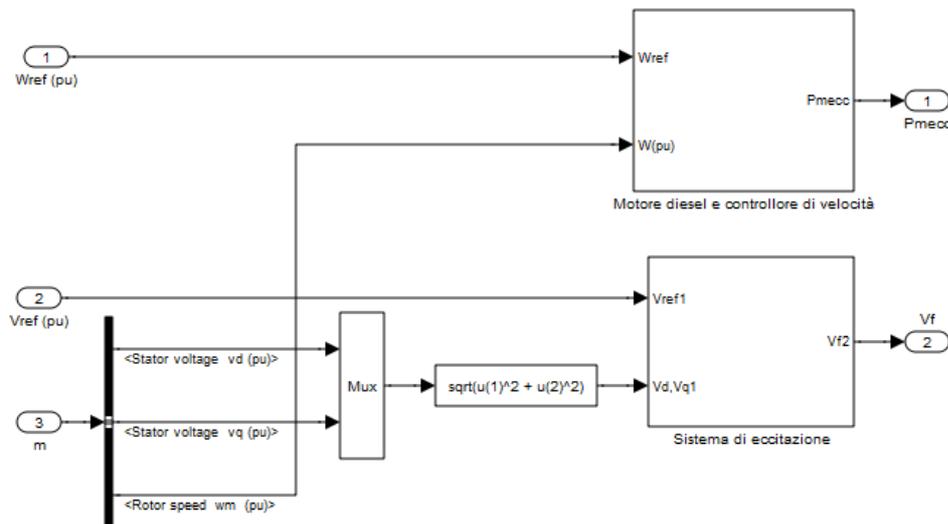


Figura 4.3: Blocco motore diesel + controllo dell'eccitazione

Il motore primo è un motore diesel controllato in velocità come da schema di figura 4.4. Esso riceve in ingresso la velocità di riferimento e quella reale del generatore e fornisce in uscita la potenza meccanica sviluppata e trasmessa all'alternatore. I segnali sono espressi in base unitaria.

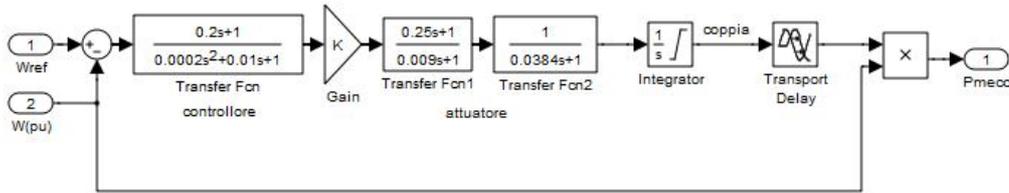


Figura 4.4: Blocco motore diesel con regolatore di velocità

La tensione di eccitazione è regolata da un AVR: esso permette di controllare l'intensità del flusso magnetico in modo che la tensione d'uscita sia la più costante possibile anche a fronte di perturbazioni o disturbi.

Il più classico ed utilizzato schema di controllo di un sistema elettromeccanico è il PID: una configurazione che permette di ottenere il segnale di controllo dalla somma di tre parametri (proporzionale, integrale e derivativo) ricavati dalla retroazione negativa del sistema. In figura 4.5 è riportato lo schema a blocchi del controllore utilizzato da Marelli Motori.

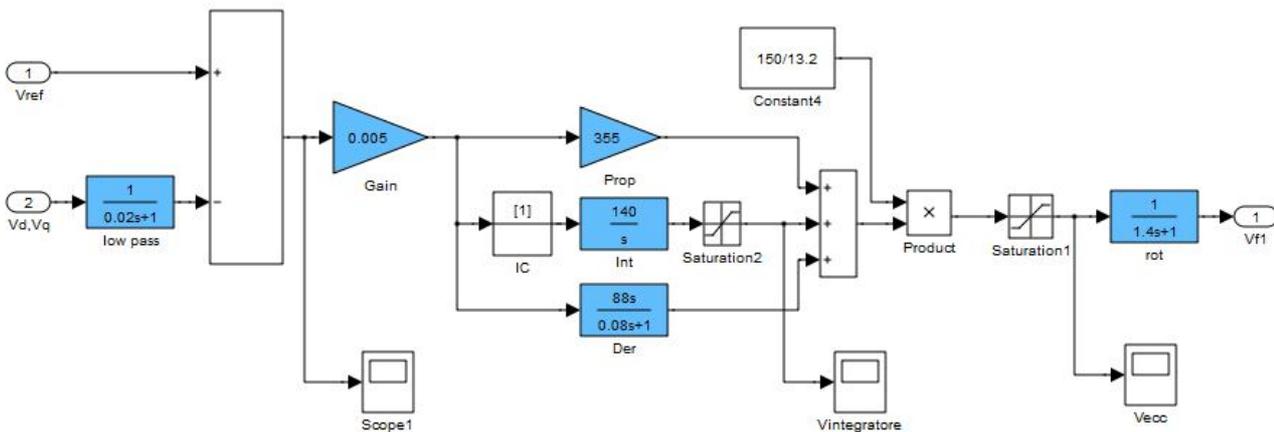


Figura 4.5: Controllore PID

Infine in figura 4.6 è riportato il blocco per le misure delle grandezze principali dell'alternatore, espresse in riferimento all'unità, in particolare:

- La tensione di eccitazione;
- Il valore rms della corrente di statore;
- Il valore rms della tensione di park;
- La velocità del rotore;
- La potenza attiva;
- La potenza reattiva.

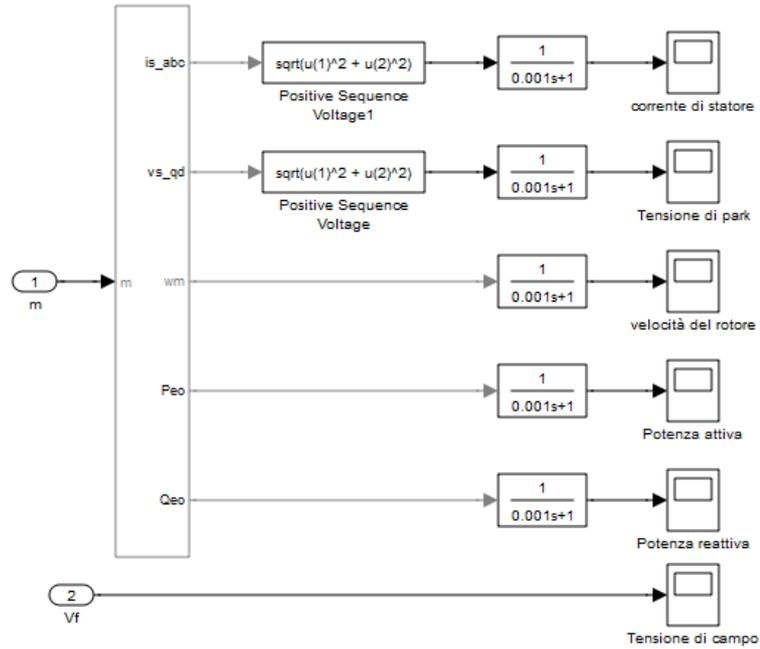


Figura 4.6: Blocco di misura

Il sistema così composto presenta buone caratteristiche di robustezza alle perturbazioni, le curve delle grandezze monitorate sono riportate nelle figure 4.10, 4.11 e 4.12 del paragrafo 4.4.

4.2. Controllo classico

Il **controllo PID** si presta bene in ambito industriale in tutte le applicazioni SISO (*Single Input – Single Output*), è di facile progettazione, implementabile in diverse tecnologie (pneumatiche o elettroniche, sia analogiche che digitali) e di facile taratura.

La progettazione di un controllore PID si effettua in genere a partire dal modello matematico del sistema. Spesso lo studio nel dominio del tempo diventa molto difficile a causa della necessità di risolvere equazioni differenziali. Quindi, attraverso delle trasformazioni (in gergo, le trasformate, di cui le più famose sono quelle di Fourier e quelle di Laplace), si studia lo stesso sistema con tecniche di tipo algebrico nel dominio della frequenza, e una volta ottenuto il risultato si antitrasforma (antitrasformata) per tornare nel dominio del tempo.

Le posizioni nel piano complesso dei poli e degli zeri della funzione di trasferimento del sistema determinano i modi di risposta e in particolare la stabilità del sistema stesso. Nei sistemi causali LTI (*Lineari Tempo Invarianti*), quali i sistemi fisici le cui uscite non dipendono dai valori futuri degli ingressi, la funzione di trasferimento possiede un polinomio a denominatore di grado non inferiore al grado del polinomio a numeratore. Se gli zeri del denominatore, detti poli della trasformata, appartengono al semipiano a parte reale positiva del piano complesso, il sistema è instabile e la risposta all'impulso $y_{\delta}(t)$ tende all'infinito al crescere di t . Se invece i poli della trasformata appartengono al semipiano a parte reale negativa del piano complesso, il sistema è asintoticamente stabile e $y_{\delta}(t)$ tende asintoticamente a 0 al crescere di t . Se, infine, i poli della trasformata appartengono alla retta verticale a parte reale nulla del piano complesso ed hanno molteplicità singola, il sistema è semplicemente stabile e $y_{\delta}(t)$ è maggiorata in valore assoluto da un certo valore al crescere di t . Per determinare come variano le posizioni dei poli e degli zeri al variare della funzione di trasferimento del compensatore che si vuole progettare, si usano particolari grafici, quali il diagramma di Bode, il diagramma di Nyquist e il luogo delle radici.

Nella pratica accade spesso che la progettazione nel dominio della frequenza non venga effettuata per evitare di calcolare il modello matematico, difficilmente ricavabile con precisione, e siano quindi applicate delle semplici regole empiriche, come ad esempio il metodo di **Ziegler-Nichols**.

Quest'ultimo è un algoritmo che permette di trovare il cosiddetto “guadagno critico”, dal quale si deriveranno gli altri parametri del PID.

1. Il processo viene fatto controllare da un controllore esclusivamente proporzionale (τ_I e τ_D vengono impostati a zero);
2. Il guadagno K del controllore proporzionale viene gradualmente aumentato;
3. Il guadagno critico K_u è il valore del guadagno per cui la variabile controllata presenta oscillazioni sostenute, cioè che non spariscono dopo un transitorio: questa è una misura dell'effetto dei ritardi e della dinamica del processo;
4. Si registra il periodo critico P_u delle oscillazioni sostenute;

5. Secondo la tabella 4.1 si determinano le costanti per il controllore P, PI o PID.

Tabella 4.1: Regole empiriche di Ziegler-Nichols

Tipo	K	τ_I	τ_D
P	$0,5 \cdot K_u$	-	-
PI	$0,45 \cdot K_u$	$P_u/1,2$	-
PID	$0,6 \cdot K_u$	$P_u/2$	$P_u/8$

Un'altra modalità di progettazione, detta in *spazio di stato*, considera il sistema da controllare come un modello che evolve secondo il seguente sistema di equazioni:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) + Du(t) \end{cases}$$

Dove: $u(t)$ rappresenta il vettore degli ingressi del sistema;

$x(t)$ rappresenta il vettore degli stati del sistema;

$y(t)$ rappresenta il vettore delle uscite del sistema;

A, B, C, D sono matrici che definiscono le caratteristiche del sistema e quindi le relazioni ingressi-stati-uscite.

Se la coppia di matrici (A, B) è raggiungibile e la coppia di matrici (A, C) è osservabile, il sistema è stabilizzabile e rilevabile e il controllore permette di piazzare i poli in catena chiusa a piacere nel piano complesso, regolando stabilità e banda passante. È consigliato in genere di equispaziarli nel piano a parte reale negativa secondo una configurazione a ventaglio, come indicato nell'esempio di figura 4.7.

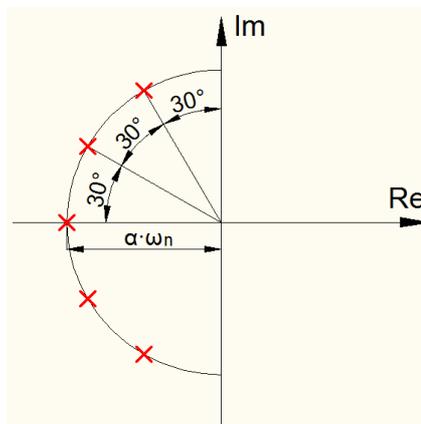


Figura 4.7: Esempio di posizionamento a ventaglio di 5 poli in catena chiusa

Il controllore si realizza con un vettore di guadagni posto nell'anello di retroazione ed eventualmente un integratore nella catena diretta per eliminare eventuali errori a regime.

Si fa uso di uno *stimatore dello stato* quando non è possibile misurarlo direttamente perché non è completamente accessibile o di dimensione troppo elevata per predisporre altrettanti trasduttori, o anche quando, pur potendolo misurare, l'errore che si commette nella misurazione è maggiore di quello che si commette andandolo a stimare. Affinché la stima sia possibile occorre che il sistema sia osservabile.

Per costruire un osservatore di stato è necessario costruire un sistema dinamico che, a partire dalla conoscenza degli ingressi $u(t)$ e delle uscite $y(t)$ riesca a stimare lo stato garantendone la convergenza: $\lim_{t \rightarrow \infty} |x(t) - \hat{x}(t)| = 0$, dove $\hat{x}(t)$ è lo stato stimato.

È bene notare che integrando il modello riusciremmo ad ottenere l'evoluzione di stato a meno di una costante, se dunque la condizione iniziale all'inizio dell'osservazione non è nulla non riusciremmo a raggiungere la convergenza dello stato osservato con quello reale.

Un'espressione classica per l'osservatore di stato è la seguente:

$$\dot{\hat{x}}(t) = F\hat{x}(t) + Lu(t) + Gy(t)$$

Assumendo la matrice $D = 0$ (ossia assumendo l'indipendenza istantanea dell'uscita dall'ingresso) è possibile scrivere l'uscita stimata del sistema come: $\hat{y}(t) = C\hat{x}(t)$. Dunque assumendo $F = A - GC$ e $L = B$, l'espressione dell'osservatore di stato diventa:

$$\dot{\hat{x}}(t) = A\hat{x}(t) + Bu(t) + G(y(t) - \hat{y}(t))$$

Questa nuova formulazione rende evidente la modalità con cui funziona l'osservatore di stato. Infatti lo stato osservato è ottenuto utilizzando il modello matematico noto a cui viene aggiunto un termine di correzione, questo termine è pesato dalla matrice e modifica la stima dello stato in base all'errore tra l'uscita misurata e quella stimata.

4.3. Controllore ottimo LQ con stimatore di Kalman

Il controllo classico usa criteri di giudizio del comportamento del sistema come il tempo di salita, la massima sovraelongazione, il tempo di assestamento, l'errore a regime e così via, che si applicano bene a sistemi che lavorano prevalentemente a regime.

Più recentemente l'interesse si è spostato su altri obiettivi e l'approccio al problema è diventato quello di minimizzare o massimizzare un certo funzionale o "indice di performance". Questo approccio è noto come "controllo ottimale" e viene spesso indicato come "controllo moderno". In tal caso possono essere trattati anche sistemi MIMO (*Multi Input – Multi Output*).

Il controllore ottimo è detto anche LQR (*Regolatore Lineare Quadratico*), prendendo il nome dall'indice di costo quadratico che viene reso minimo. Tale funzionale $J(x, u)$ dipende dallo stato del sistema e dal vettore degli ingressi:

$$J(x, u) = \int_0^T (x^T(t)Qx(t) + u^T(t)Ru(t))dt + x^T(T)S_Tx(T)$$

Il primo elemento $x^T(t)Qx(t)$ ha un legame con la prestazione del controllore, mentre il secondo elemento $u^T(t)Ru(t)$ con l'energia richiesta per il controllo, infine il termine $x^T(T)S_Tx(T)$ è legato alla condizione finale.

È richiesto di minimizzare il funzionale di costo $J(x, u)$ agendo sull'ingresso di controllo $u(t)$:

$$J^*(t) = \min_{u(t)} J(x, u)$$

L'ingresso di controllo ottimo è dato, istante per istante, dalla seguente equazione:

$$u^*(t) = -R^{-1}B^T S(t, T)x(t) = K(t)x(t)$$

Per determinare il controllo ottimo è necessario risolvere l'equazione differenziale di Riccati:

$$-\dot{S}(t) = S(t)A + A^T S(t) - S(t)BR^{-1}B^T S(t) + Q$$

Si pone inoltre $S(T) = S_T$

La soluzione dell'equazione differenziale di Riccati richiede l'applicazione di metodi quali Runge-Kutta, in aggiunta si ha che la soluzione $K(t)$ è tempo variante e quindi risulta molto complicato se non impossibile utilizzarla come controllo.

Per avere un controllore stazionario, ossia indipendente dal tempo, si fa tendere all'infinito l'estremo superiore dell'integrale che definisce il funzionale di costo $J(x, u)$; in questo modo si ha una matrice di controllo K_∞ costante, inoltre è semplificato il calcolo dell'equazione di Riccati che diventa algebrica e non più differenziale.

$$S_\infty A + A^T S_\infty + Q - S_\infty B R^{-1} B^T S_\infty = 0, \quad S_\infty \geq 0$$

Il controllo ottimo è ora funzione lineare dello stato, secondo la seguente relazione:

$$u^*(t) = -R^{-1}B^T S_{\infty}x(t) = K_{\infty}x(t)$$

L'evoluzione di stato diviene quindi:

$$\dot{x}(t) = (A + BK_{\infty})x(t) = A_c x(t)$$

In Matlab® esiste il comando `care` per la soluzione del controllo ottimo (o `dares` per la progettazione in digitale):

$$[S, L, K] = \text{care}(A, B, Q, R)$$

fornisce le matrici S_{∞} soluzione dell'ARE e K_{∞} di retroazione dallo stato, oltre al vettore L_{∞} degli autovalori di $A - BK_{\infty}$, che devono essere stabili perché lo stato finale deve essere nullo.

Si definisce matrice Hamiltoniana:

$$H = \begin{bmatrix} A & -BR^{-1}B^T \\ -Q & -A^T \end{bmatrix}$$

Gli autovalori della matrice A_c sono gli autovalori con parte reale negativa della matrice H .

Solo con le condizioni seguenti è possibile dire che la soluzione ottima esiste ed è unica:

1. (A, B) raggiungibile, permette di posizionare gli autovalori dove si preferisce;
2. (A, Q) osservabile, permette di osservare tutti i modi di A_c ;
3. matrice Q semidefinita positiva ed R definita positiva.

Nel caso di un sistema SISO è conveniente porre la matrice Q pari a $C^T C$, mentre la matrice R assume valore scalare r .

È interessante capire dove vengono posizionati i poli in catena chiusa con il controllo ottimo; gli autovalori della matrice Hamiltoniana sono disposti simmetricamente rispetto all'asse immaginario.

A seconda del valore assegnato allo scalare r , il sistema controllato assume una dinamica differente: grande e veloce oppure piccola e lenta. Si può distinguere quindi tra controllo ottimo a minimo tempo (*expensive control*) e controllo ottimo a minima energia (*cheap control*).

Nel controllo a minimo tempo, che si ottiene per $r \rightarrow \infty$, i poli stabili della matrice H rimangono dove sono e i poli instabili vengono simmetrizzati rispetto all'asse immaginario, cadendo esattamente sopra i poli già stabili.

Nel controllo a minima energia, che si ottiene per $r \rightarrow 0$, i poli in catena chiusa tendono all'infinito lungo gli asintoti del luogo delle radici.

La stima ottima dello stato si ottiene con un filtro di Kalman. Esso è un efficiente filtro ricorsivo che valuta lo stato di un sistema dinamico a partire da una serie di misure soggette a rumore. Per le sue caratteristiche intrinseche è un filtro ottimo per rumori e disturbi agenti sul sistema gaussiani a media nulla. Trova utilizzo come osservatore dello stato, come loop transfer recovery (LTR) e come sistema di identificazione parametrica.

Il problema della progettazione del filtro di Kalman è il problema duale del regolatore lineare quadratico (LQR). In Matlab® si utilizza ancora il comando `care` (o `dare` per la progettazione in digitale).

Il segnale di controllo in uscita dalla coppia osservatore-controllore consiste tipicamente in un algoritmo numerico che gira su un sistema in tempo reale ad esempio un microcontrollore.

4.4. Identificazione black-box

Mentre per un controllo PID è possibile effettuare la taratura dei parametri anche non conoscendo il sistema, per un controllo in spazio di stato è necessario che il modello matematico del sistema sia noto con accuratezza per avere buoni risultati, soprattutto nella progettazione di un controllo ottimo. Una taratura manuale è molto difficile da mettere in atto, in quanto non esistono metodi empirici capaci di indicare i valori contenuti nelle matrici del controllore.

Quando i sistemi sono troppo difficili da modellare con le leggi della fisica, oppure sono troppo complicati, l'identificazione cerca di trovare un modello che si adegui alle misure effettuate. In genere si sceglie un segnale di input al quale sottoporre il sistema e si misurano le sequenze in uscita. Successivamente deve sempre essere presente una fase di validazione del modello ottenuto, tramite la quale si stabilisce la bontà del modello ed eventualmente si cambia la struttura o si effettuano nuovi esperimenti. La validazione va fatta con nuove misure, si parla in questo caso di cross-validazione.

Si possono distinguere tre tipologie di identificazione:

1. *Identificazione a scatola bianca*: il modello viene ricavato tramite le leggi della fisica;
2. *Identificazione a scatola grigia*: si conosce la struttura del modello ma non sono noti alcuni parametri che si vogliono stimare;
3. *Identificazione a scatola nera*: non si conosce nulla del sistema.

La fase di stima dipende ovviamente dal tipo di identificazione scelta ed esistono numerose metodologie, una delle più efficaci per l'identificazione black-box è la tecnica PBSID (*Prediction Based Subspace IDentification*). È un metodo di identificazione a sottospazi per sistemi MIMO dinamici lineari a tempo discreto in catena chiusa. [77] [78] [79]

Le procedure per l'identificazione con i metodi a sottospazi sono composte essenzialmente da due step:

1. Costruzione di una base per lo spazio di stato attraverso una proiezione adatta delle sequenze dei dati;
2. Data la base, risolvere al tempo t e $t + 1$ nel senso dei minimi quadrati (*least squares*) il sistema:

$$\begin{cases} \hat{X}_{t+1} \simeq A\hat{X}_t + B\hat{U}_t + KE_t \\ Y_t \simeq C\hat{X}_t + E_t \end{cases}$$

In parole povere, i metodi subspace permettono di ricavare gli stati del sistema a partire dai dati I/O attraverso opportune proiezioni ortogonali o oblique degli sottospazi generati, definite in questi casi da matrici di Hankel a blocchi. Dopodiché, a partire dalla proiezione attraverso una decomposizione ai valori singolari (SVD) si ottiene una stima dell'ordine del sistema, la matrice di osservabilità estesa e la sequenza degli stati. Da questo si ricavano le matrici A, B, C, D come soluzione esatta o ai minimi quadrati di un opportuno sistema, e le matrici di covarianza Q, S, R dai residui. Si tenga presente che

gli algoritmi a sottospazi differiscono essenzialmente nell'implementazione del primo punto, mentre il secondo è virtualmente uguale per tutti.

Il PBSID a differenza degli altri metodi a sottospazi tipo N4SID, utilizza differenti matrici di Hankel a blocchi, per operare in presenza di feedback. Si cerca così di risolvere il problema, introdotto dagli ingressi colorati, della non eliminazione del rumore additivo stocastico nella proiezione obliqua. Si utilizzano poi queste proiezioni oblique per ottenere una base per lo stato e la matrice di osservabilità estesa; segue una decomposizione SVD per separarle e la risoluzione ai minimi quadrati per ricavare le matrici del sistema.

I dati necessari al processo di identificazione sono la tensione di eccitazione dell'alternatore V_f (ingresso $u(t)$ dell'alternatore) e la tensione generata, misurata per comodità nelle componenti di park V_{park} (uscita $y(t)$ dell'alternatore). Si ricorda che il modello dell'alternatore è in base unitaria. Per acquisire tali dati si procede a stabilizzare il sistema con un controllore proporzionale in retroazione come raffigurato in figura 4.8.

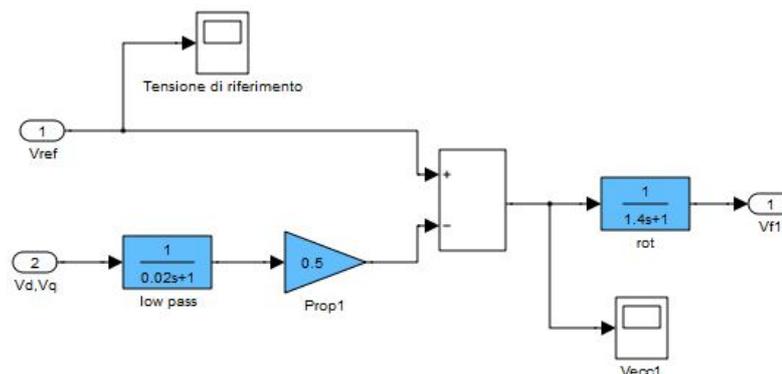


Figura 4.8: Controllo proporzionale in retroazione per acquisizione dati utili all'identificazione

Anziché porre la tensione di riferimento costante, si applica un'onda quadra di opportuna ampiezza e periodo in modo tale che il sistema vada a regime e termini le oscillazioni prima del successivo fronte d'onda. Nel caso in esame si è impostata una tensione di riferimento ad onda quadra che varia dal 50% della tensione nominale al 150% con una frequenza di 0,05 Hz, ossia con un periodo di 20 secondi. Il generatore è connesso ad una rete trifase con carico costante.

Una volta acquisita questa prima serie di dati $\{u(t), y(t)\}$, è necessaria una seconda serie, utile per la validazione del modello. Per quest'ultima si pone come tensione di riferimento una sequenza di valori random con valori compresi tra il 50% della tensione nominale e il 150%, con sampling time di 0,1s. Per predisporre tale ingresso si fa uso in Simulink® dei blocchi *Uniform Random Number* (ponendo sampling time 0,1 sec) e *Rate Transition* che adatta il tempo di campionamento con il resto del circuito.

Si procede con l'identificazione del sistema con la tecnica PBSID; è necessario impostare l'ordine con cui rappresentare il sistema, dopodiché l'algoritmo fornisce come risultato le matrici (A, B, C, D, K, Λ)

e cioè la parte deterministica del sistema (A, B, C, D) e quella stocastica (K, Λ) (dove K è il guadagno di Kalman a regime e Λ è il rumore predittivo). Impostando un ordine elevato si ottiene un sistema più preciso, ma si aumenta esponenzialmente l'onere di calcolo e i tempi di simulazione.

Nell'appendice A.4 è riportato il codice Matlab utilizzato per l'identificazione black-box.

A questo punto si procede con la progettazione di un controllore discreto in spazio di stato LQ basandosi sulle matrici (A, B) e ponendo $Q = C^T C$ e $R = r$ come già visto nel paragrafo 4.3.

Il comando Matlab® da utilizzare è `care` che risolve l'equazione algebrica di Riccati nel discreto e fornisce, oltre alla soluzione S_∞ , il vettore K_∞ di retroazione dallo stato e L_∞ degli autovalori di $A - BK_\infty$.

Lo stimatore di Kalman viene progettato, senza bisogno di altri calcoli, dall'identificazione e si realizza come un sistema discreto in spazio di stato:

$$\begin{cases} \hat{x}(t + 1) = (A - KC)\hat{x}(t) + Bu(t) + KV_{park}(t) \\ y(t) = K_\infty \hat{x}(t) \end{cases}$$

Resta da calcolare il guadagno di Feedforward come:

$$F_\infty = -\frac{1}{C(A - BK_\infty - I)^{-1}B}$$

Il controllore ottimo è quindi costituito da uno stimatore ottimo di Kalman per la stima dello stato del sistema e da un controllo ottimo LQ con azione integrale e sistema antiwindup per evitare la saturazione di quest'ultima.

In appendice A.5 è riportato il codice Matlab utilizzato per la progettazione del controllo ottimo.

Lo schema a blocchi utilizzato in Simulink® è rappresentato in figura 4.9.

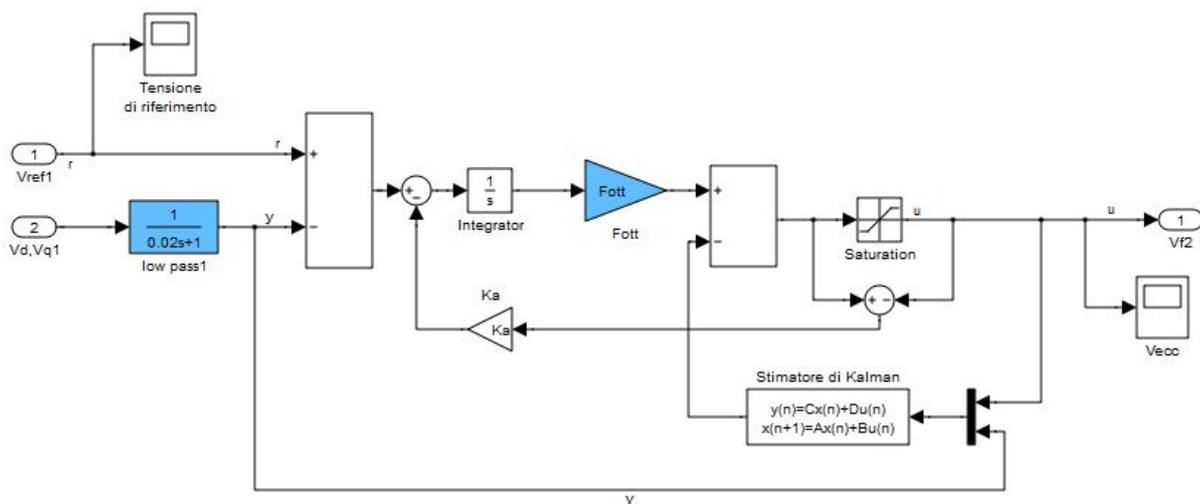


Figura 4.9: Controllo ottimo integrale LQ con antiwindup

4.5. Risultati

Il sistema di generazione descritto all'inizio del capitolo è stato simulato con le stesse condizioni di variazione del carico connesso alla rete, mettendo a confronto diretto le prestazioni dei due controllori dell'eccitazione dell'alternatore: il regolatore PID e il controllore integrale ottimo LQ con stimatore di Kalman e sistema antiwindup.

Le figure 4.10, 4.11 e 4.12 mostrano rispettivamente le curve della tensione di Park rms, della tensione DC di eccitazione e della velocità di rotazione del generatore.

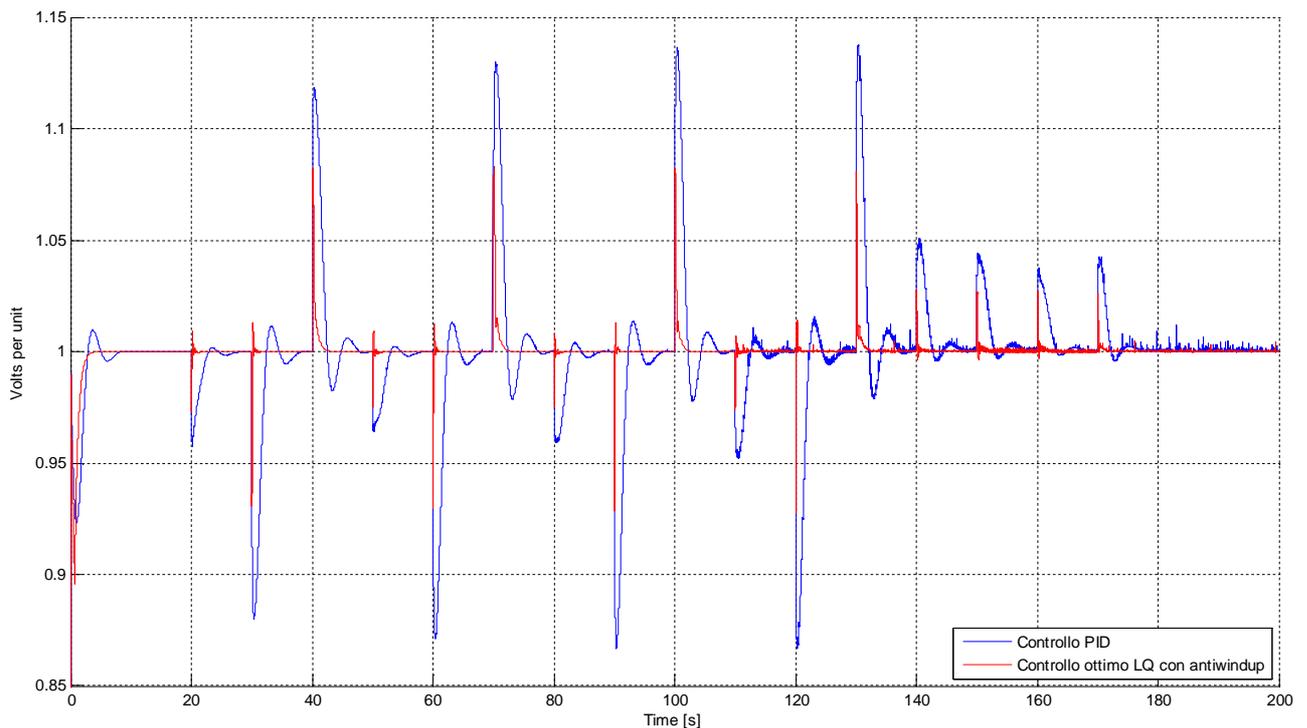


Figura 4.10: Tensione di Park RMS: confronto tra controllore PID e controllore ottimo LQ

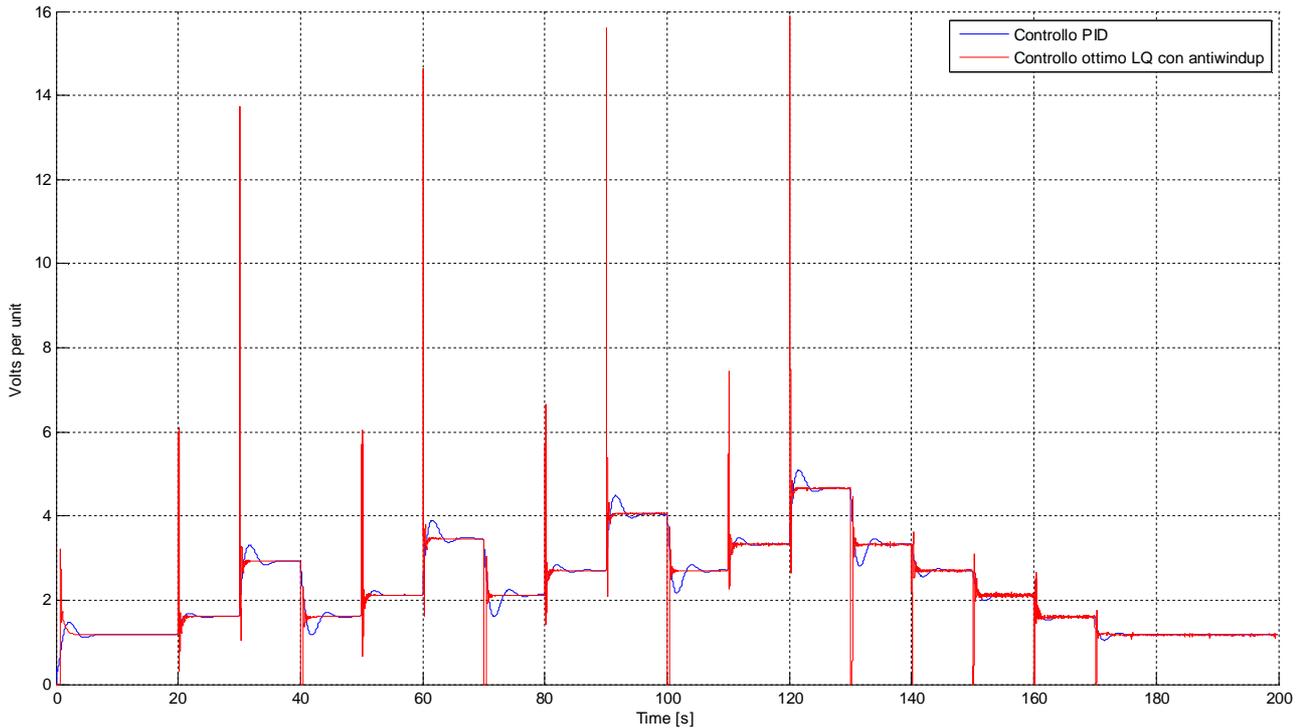


Figura 4.11: Tensione DC di eccitazione: confronto tra controllore PID e controllore ottimo LQ

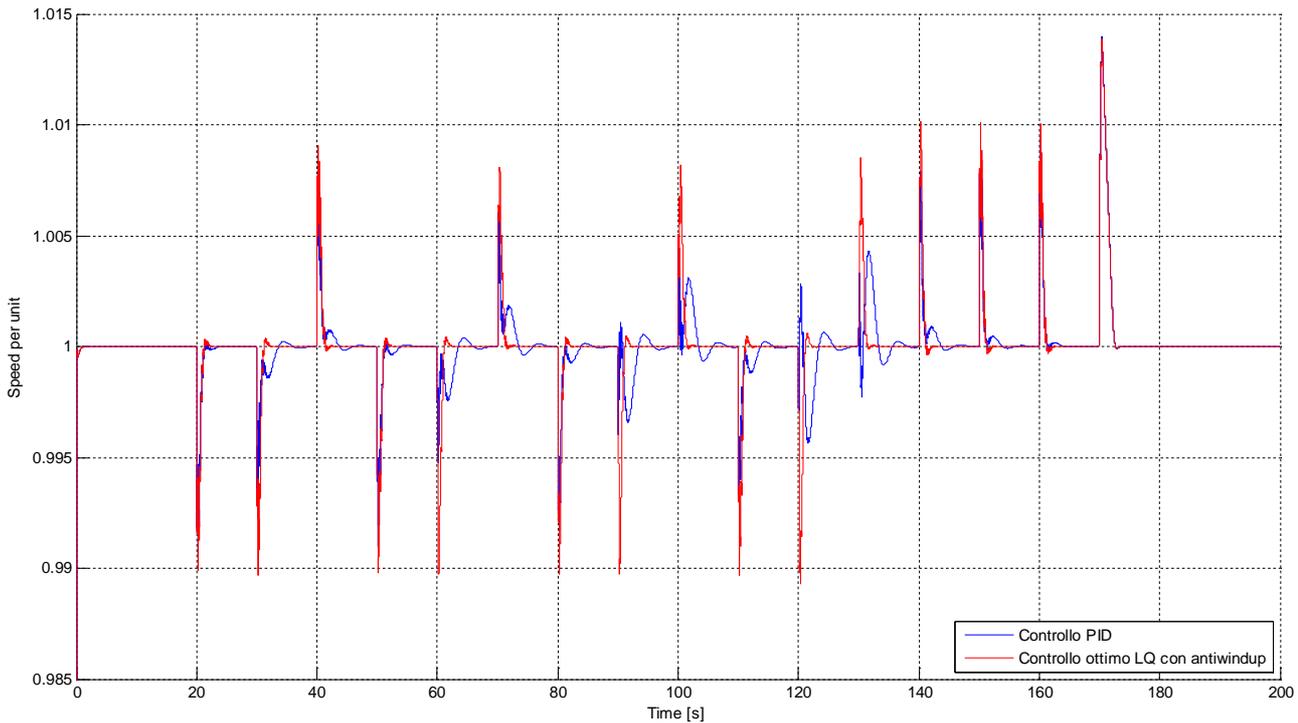


Figura 4.12: Velocità di rotazione del rotore: confronto tra controllore PID e controllore ottimo LQ

Si nota immediatamente la rapidità con cui il sistema va a regime ad ogni transitorio dovuto alla modifica del carico connesso. Il controllo ottimo progettato ha permesso di migliorare sia il tempo di risposta, sia l'energia utilizzata nell'eccitazione e quindi sprecata, migliorando il rendimento dell'intero sistema. Ciò avviene perché la tensione di eccitazione varia in tempi molto rapidi tra gli 0 volt e il valore massimo definito da un blocco saturatore, similmente ad un controllo bang-bang che caratterizza un controllo ottimo a tempo minimo. Tuttavia ne giova anche l'energia utilizzata grazie

alla rapidità con cui il sistema si porta a regime, minimizzando così anche il tempo di applicazione della tensione V_f .

I risultati sono quantificati in tabella 4.2 e il grafico a barre di figura 4.13 facilita la comprensione del miglioramento con il nuovo controllo. La tabella contiene i valori massimi delle tre grandezze e un fattore di qualità, ottenuto come l'integrale del modulo della grandezza considerata (detto norma 1 in algebra), ossia il dispendio energetico durante l'intera simulazione (200 secondi).

Più esattamente per la V_{park} e la velocità di rotazione il fattore di qualità è stato calcolato come l'integrale del modulo dell'errore, considerando che idealmente tali grandezze dovrebbero rimanere costanti sul valore unitario. Ogni scostamento implica un errore da correggere e un dispendio energetico. Il fattore di qualità della V_f invece è esattamente l'integrale della grandezza e dà un'idea dell'energia necessaria all'eccitazione degli avvolgimenti di rotore dell'alternatore, la quale viene sottratta a quella generata.

Tabella 4.2: Confronto prestazioni tra controllore PID e controllore ottimo LQ

	Qualità tensione d'uscita	Qualità tensione di controllo	Qualità velocità del generatore	Max tensione d'uscita	Max tensione di controllo	Max velocità del generatore
Controllore PID	$2,8991 \cdot 10^{-06}$	$5,2391 \cdot 10^{-04}$	$1,2290 \cdot 10^{-07}$	0,1379	5,0957	0,0140
Controllo ottimo LQ	$2,9662 \cdot 10^{-07}$	$5,0627 \cdot 10^{-04}$	$1,0607 \cdot 10^{-07}$	0,0829	15,9091	0,0139

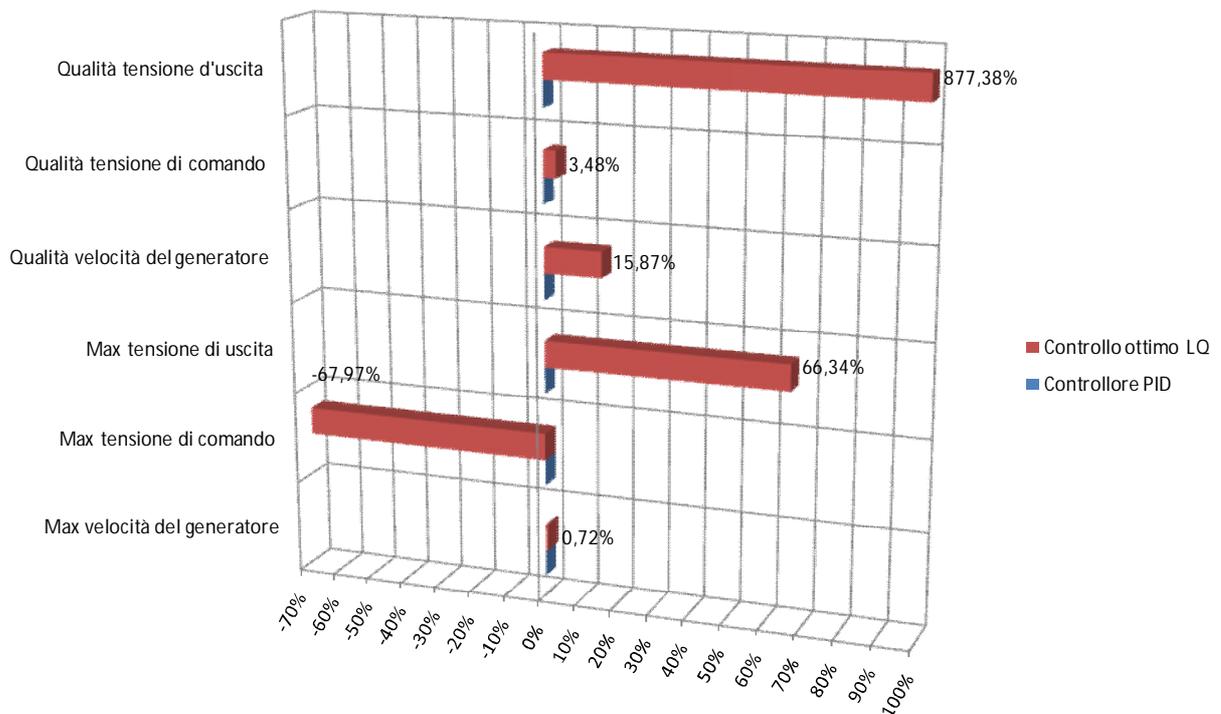


Figura 4.13: Confronto prestazioni tra controllore PID e controllore ottimo LQ

Osservando la figura soprastante è di facile comprensione il miglioramento ottenuto con il nuovo tipo di controllo: una percentuale positiva indica un miglioramento, mentre una percentuale di segno

negativo indica un peggioramento. L'unico valore negativo è relativo al picco della tensione di eccitazione, il quale però è da considerarsi un fattore favorevole in quanto migliora la velocità di risposta del sistema diminuendo nel contempo l'energia spesa per il controllo. Tutti gli altri indici hanno percentuale positiva. Il risultato più incisivo si ha sulla tensione generata (lo scopo primo del controllore), la quale presenta un valore di picco del 66% inferiore rispetto a quello che si ha con il controllo PID e un fattore di qualità di quasi 9 volte superiore. Segno che l'efficienza del nuovo controllo è nettamente migliore.

Allegato 1

50 HZ 1000RPM

RISCALDAMENTO - TEMPERATURE RISE	F
ISOLAMENTO - INSULATION	H
PROTEZIONE - PROTECTION DEGREE	IP 54
FATTORE DI POTENZA - POWER FACTOR	0.8
SOVRAVELOCITA' - OVERSPEED	1200 RPM
NUMERO DI TERMINALI - NUMBER OF TERMINALS	6
PESO - WHEIGHT	16000 kg
MOMENTO D'INERZIA - INERTIA	495 kgm ²

FREQUENZA - FREQUENCY		Hz	50
TENSIONE - VOLTAGE -		v	430
POTENZA - RATING -		kVA	3750
RENDIMENTO - EFFICIENCY - (%) (P.F.=0.8)		4/4	96,2
		3/4	96,1
		2/4	95,8
RENDIMENTO - EFFICIENCY - (%) (P.F.=1)		4/4	96,9
		3/4	96,9
		2/4	96,2
rapporto di corto circuito - short circuit ratio			0.73
reattanza - reactance (%)	sincrona diretta - synchronous direct axis	Xd	160
	sincrona in quadratura - synchr. quadrature axis	Xq	90
	transitoria diretta - transient direct axis	Xd	21,8
	subtransitoria diretta - subtransient direct axis	X''d	11,5
	subtransitoria in quad. - subtransient quadr. axis	X''q	12,5
	di sequenza negativa - negative sequence	X2	12,0
	di sequenza zero - zero sequence	Xo	6,5
costanti di tempo - time constants (s)	a vuoto - open circuit	T'do	4,9
	transitoria diretta - transient	T'd	0,66
	subtransitoria diretta - subtransient	T''d	0,028
	subtransitoria in quadratura - subtransient	T''q	0,024
	unidirezionale - armature	Ta	0,095

altri dati:

corrente di ruota polare a vuoto a tensione nominale: 26,6 A

Allegato 2

Calcolo di: reattanze di magnetizzazione X_{md} , X_{mq} ; reattanze disperse di gabbia X_{lkd} , X_{lkq} ; reattanza dispersa di campo X_{lfd} . Per la reattanza dispersa di statore X_{ls} si è assunto il valore di 0.09 p.u. come da indicazione di MarelliMotori. Tutte le reattanze sono in per unit.

$$X_d := 1.6$$

$$X'_d := 0.218$$

$$X''_d := 0.115$$

$$X_{ls} := 0.09$$

$$X_q := 0.9$$

$$X'_q := 0.125$$

$$X''_q := 0.125$$

$$X_{md} := X_d - X_{ls}$$

$$X_{md} = 1.535$$

$$X_{mq} := X_q - X_{ls}$$

$$X_{mq} = 0.835$$

$$X_{lfd} := \frac{X_{md} \cdot (X'_d - X_{ls})}{X_{md} - (X'_d - X_{ls})}$$

$$X_{lfd} = 0.17$$

$$X_{lkd} := \frac{(X''_d - X_{ls}) \cdot X_{md} \cdot X_{lfd}}{X_{lfd} \cdot X_{md} - (X''_d - X_{ls}) \cdot (X_{md} + X_{lfd})}$$

$$X_{lkd} = 0.074$$

$$X_{lkq} := \frac{X_{mq} \cdot (X''_q - X_{ls})}{X_{mq} - (X''_q - X_{ls})}$$

$$X_{lkq} = 0.065$$

Calcolo di: resistenza di statore r_s , resistenza di campo riportata a statore r_{fd} , resistenze di gabbia riportate a statore r_{kd} , r_{kq} . Le resistenze sono in p.u., le costanti di tempo in s.

$$f := 50$$

$$\omega_b := 2\pi f$$

$$T'_d := 0.66$$

$$T''_q := 0.024$$

$$T''_d := 0.028$$

$$T_a := 0.095$$

$$r_s := \frac{2 \cdot X''_d \cdot X''_q}{\omega_b \cdot T_a \cdot (X''_d + X''_q)}$$

$$r_s = 4.014 \times 10^{-3}$$

$$r_{fd} := \frac{1}{\omega_b \cdot T'_d} \cdot \left(X_{lfd} + \frac{X_{md} \cdot X_{ls}}{X_{md} + X_{ls}} \right)$$

$$r_{fd} = 1.12 \times 10^{-3}$$

$$r_{kd} := \frac{1}{\omega_b \cdot T''_d} \cdot \left(X_{lkd} + \frac{X_{md} \cdot X_{ls} \cdot X_{lfd}}{X_{md} \cdot X_{ls} + X_{md} \cdot X_{lfd} + X_{ls} \cdot X_{lfd}} \right)$$

$$r_{kd} = 0.014$$

$$r_{kq} := \frac{1}{\omega_b \cdot T''_q} \cdot \left(X_{lkq} + \frac{X_{mq} \cdot X_{ls}}{X_{mq} + X_{ls}} \right)$$

$$r_{kq} = 0.017$$

Conclusioni

La tesi presentata ha voluto esporre la situazione odierna della produzione mondiale di energia elettrica, la cui tendenza punta allo sfruttamento di energie pulite e rinnovabili con la speranza di svincolarsi dal petrolio e di tenere sotto controllo l'inquinamento ambientale. Le normative dettate dalla comunità globale promuovono il miglioramento delle efficienze e delle prestazioni degli impianti di produzione.

Le caratteristiche costruttive dell'alternatore sono legate al tipo di lavoro a cui esso è destinato: è necessaria un'attenta analisi meccanica per valutare forze e vibrazioni a cui la struttura è soggetta e una corretta progettazione elettrica/elettronica per garantire alta efficienza, sia in termini di prestazioni, sia in termini di potenza persa per perdite di varia natura (tra cui quelle per effetto Joule che provocano il riscaldamento degli avvolgimenti).

Le normative che regolano l'allacciamento del generatore alla rete pubblica definiscono una serie di criteri e modalità onde evitare disturbi di alimentazione e garantire continuità di servizio e sicurezza. A parte gli interruttori fisici di protezione in caso di emergenza, ogni altra funzione deve essere svolta dal controllore, il quale quindi non si occupa più soltanto di regolare l'eccitazione per ottenere ai morsetti d'uscita la tensione desiderata, ma si incarica di garantire affidabilità al servizio fornito e quindi alta qualità.

Si è visto attraverso simulazioni e riscontri in sala prove che un controllo di qualità permette di evitare problemi di instabilità o oscillazioni; è possibile ristabilire il sincronismo con la rete in caso di distacco e stabilire numerose funzioni di monitoraggio e sicurezza per assicurare la disponibilità del sistema, ossia evitare fermi macchina per manutenzioni straordinarie.

Infine la progettazione del controllo ottimo lineare quadratico per la regolazione della tensione di eccitazione ha dimostrato di poter migliorare il rendimento e le prestazioni del generatore rispetto ad un controllo classico di tipo PID. L'identificazione black-box si è confermata un ottimo strumento per la modellizzazione del sistema, permettendo l'applicazione di algoritmi di controllo avanzati quali appunto il controllo ottimo LQ in spazio di stato. Tale controllore necessita la conoscenza degli stati del sistema e per questo motivo si fa uso di uno stimatore ottimo di Kalman. La presenza di un blocco integratore con antiwindup elimina l'errore a regime mantenendo stabilità e rapidità di risposta.

Non è stato possibile verificare la validità della simulazione in sala prove per mancanza di componentistica hardware, sarebbe stato molto interessante valutare la robustezza e l'efficacia dell'algoritmo di controllo.

Ringraziamenti

Arrivato a termine di questo lavoro voglio ringraziare anzitutto i miei genitori che mi hanno dato la possibilità di intraprendere il percorso formativo che mi ha portato fin qui. I loro sacrifici non sono stati vani, mi hanno permesso di prendermi delle soddisfazioni e mi auguro di averne anche date alla fin fine.

Un grazie di cuore va sicuramente alla mia compagna Cristina che ha sempre creduto in me e mi ha sostenuto nel tragitto finale permettendomi di arrivare al tanto atteso traguardo, dimostrandosi paziente oltre le aspettative.

Un sentito ringraziamento va anche alla famiglia Farinella che mi ha accolto e trattato come un loro figlio, non solo dimostrandosi cordiali e disponibili, ma dando tutto il loro cuore.

Voglio riconoscere con stima la professionalità e la disponibilità del mio relatore prof. Aldo Rossi e la competenza e l'irriducibilità del mio correlatore ing. Gianluca Stanic.

Ringrazio tutto il personale del reparto ricerca e sviluppo di Marelli Motori per il loro *“se hai bisogno chiedi pure...”* e tutti i compagni di mensa per la simpatia.

Un ringraziamento di cuore lo devo a tutti i miei compagni di corso, in particolare Fabio Angelo, Federico e Matteo con i quali ho condiviso momenti di impegno e di svago per tutta la durata del nostro percorso.

Bibliografia

- [1] ENEL – www.enel.it
- [2] Terna – *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia* – 2009
- [3] British Petroleum – www.bp.com
- [4] British Petroleum Statistical Review of World Energy June – 2010
- [5] Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report: Climate Change 2007
- [6] Ministero dell'Ambiente – *L'Italia e il Protocollo di Kyoto*
- [7] Ryan Lizza – *As the world burns* – The New Yorker, 11 ottobre 2010 –
http://www.newyorker.com/reporting/2010/10/11/101011fa_fact_lizza?currentPage=all
- [8] Ministero dell'Ambiente – *Il Protocollo di Kyoto e le imprese*
- [9] La Repubblica – *Viaggio nell'utopia di Güssing, il paese a emissioni zero*
- [10] Ecoage – www.ecoage.it/varese-ligure-modello-sviluppo-sostenibile.htm
- [11] Acam S.p.A. – www.acamspa.com/acamcentrogasenergia_vareseligure.asp
- [12] Convegno *Il risparmio energetico ed il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale* – TMD Demotech – Schio (VI) 16 ottobre 2009
- [13] Gazzetta ufficiale europea, Regolamento n° 640/2009
- [14] Terna – *Elenco delle unità di produzione dispacciabili ammesse al meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai sensi del decreto legislativo 19 dicembre 2003 n° 379 e dell'allegato A alla delibera dell'autorità per l'energia elettrica e il gas n° 48/04 – Aggiornamento 1 Agosto 2010*
- [15] Mille Luigi – Servizio Rifiuti e residui recuperabili della Regione Lombardia: *Torcia al plasma*, giugno 1999
- [16] Rapallo B.: *In merito agli inceneritori di rifiuti, gassificatori e torce al plasma*, Ambiente Liguria, 2005
- [17] Lapa et al.: *An ecotoxic risk assessment of residue materials produced by the plasma pyrolysis/vitrification (PP/V) process* – Waste Management, 2002
- [18] WNA Report – *The new economics of Nuclear Power* – Aprile 2010
- [19] Massachusetts Institute of Technology – *The future of the nuclear power* – 2009
- [20] WNA Report – *Nuclear Power in Italy* – Maggio 2010
- [21] Autorità di Bacino Pilota del fiume Serchio – *Bilancio idrico del bacino del lago di Massaciuccoli* – 20 febbraio 2007
- [22] C. Penche – *Guida all'idroelettrico minore, per un corretto approccio alla realizzazione di un piccolo impianto* – Settembre 1998
- [23] A. Brusa, E. Guarnone, E. Smedile – *Progetto Res & Rue Dissemination - Dossier Micro-Idroelettrico* – A.P.E.R.
- [24] GSE – *L'idrico, Dati Statistici al 31 dicembre 2008*

- [25] Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
- [26] *Libro Bianco per la valorizzazione delle fonti rinnovabili* – Roma, 1999
- [27] Altener – *BlueAGE: Blue Energy for A Green Europe*, Strategic study for the development of Small Hydro Power in the European Union – 2000
- [28] RECS International – www.recs.org
- [29] FIRE – Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia – www.fire-italia.it
- [30] Energia Alternativa Rinnovabile – www.Energia-Alternativa-Rinnovabile.it
- [31] Rinnovabili – www.rinnovabili.it
- [32] GSE Cogenerazione FAQ – <http://www.gse.it/attivita/Cogenerazione/Pagine/FAQgse.aspx>
- [33] P.I. Renato Cremonesi, Dott. Gianni Pilati, Ing. Giorgio Bergamini – *Progetto RES & RUE Dissemination - Dossier Microcogenerazione* – realizzato da Domotecnica
- [34] Delibera AEEG 219/04 – www.autorita.energia.it/it/docs/04/219-04.htm
- [35] ENEA – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
- [36] Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 – http://extranet.regione.piemonte.it/ambiente/bga/archivio_documenti/2004_anno/2004_trim_03/3_trim_stato/dm_b_20_07_04.pdf
- [37] Delibera EEN 3/08 – www.autorita.energia.it/allegati/docs/10/009-10een.pdf
- [38] Delibera AEEG 103/03 – www.autorita.energia.it/it/docs/03/103-03.htm
- [39] Mercato Elettrico - Titoli di Efficienza Energetica – www.mercatoelettrico.org/it/Esiti/TEE/TEE.aspx
- [40] Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa omnicomprensiva – www.gse.it/attivita/ssp/Quadro%20Normativo/001-09argall.pdf
- [41] R. J. Best, D. J. Morrow, D. J. McGowan, P. A. Crossley – *Synchronous islanded operation of a diesel generator* – IEEE transaction, 2007
- [42] Manuale dell'Utente – *Marelli Energy Controller MEC-100, Sistema di regolazione per Generatori Sincroni Trifase* – SIN.NT.023.5.IT
- [43] Basler Electric – *Automatic Synchronizing consideration and applications*
- [44] D.Hiramatsu, M.Kakiuchi, K.Nagakura, Y.Uemura, K.Koyanagi, K.Hirayama, S.Nagano, R.Nagura, K.Nagasaka – *Analytical Study on Generator Load Rejection Characteristic using Advanced Equivalent Circuit* – IEEE transactions, 2006

- [45] R. Wamkeue, C. Jolette and I. Kamwa – *Alternative approaches for linear analysis and prediction of a synchronous generator under partial- and full-load rejection tests* – IET Electr. Power Appl., 2007, 1, (4), pp. 581–590
- [46] Working group on power plant response – *Guidelines for enhancing power plant response to partial load rejections* – IEEE transactions on power apparatus and systems, vol. PAS-102, no. 6, 1983
- [47] R. Wamkeue, J. Christian, I. Kamwa – *New approach for partial and full load rejection analysis of synchronous generator* – IEEE transactions, 2006
- [48] L. Yan-ling, G. Bao-jun, L. Cui-cui, T. Da-jun, Z. Zhi-qiang – *Analysis of high-voltage generator stator windings sudden three-phase short-circuit and loss of excitation fault* – IEEE transactions, 2006
- [49] L. Lupşa-Tătaru – *Comparative simulation study on synchronous generators sudden short circuits* – Research article, 2009
- [50] A.H. Rafa, O. Anaya-Lara, J.R.McDonald – *Stability assessment of induction generator-based microgeneration* – IEEE transactions, 2008
- [51] Transpower – *Generator Fault Ride Through (FRT) Investigation Stage 1* – Febbraio 2009
- [52] Enel – *Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di Enel distribuzione* – DK 5740 – Febbraio 2005
- [53] UK National Grid Code – *The Grid Code* – Issue 4, 25 giugno 2009
- [54] E.ON Netz GmbH, Bayreuth – *Grid Code, High and extra high voltage* – 1 aprile 2006
- [55] B. Nagy, L. Bojtor, Gy. Rakovszky – *Microcomputer Controlled Excitation System for Synchronous Generators* – IEEE Transactions, 1993
- [56] Z. Jurin, B. Brkljač, M. Kolić, M. Kajari, V. Česić – *Excitation systems for high power synchronous generators with redundant configurations* – Konferenca Slovenskih Elektroenergetikov, Velenje 2005
- [57] Energy Development and Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society – *IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications* – IEEE Std 421.4™, 2004
- [58] A. R. Munoz, T. A. Lipo – *Dual stator winding induction machine drive* – IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 36, pp. 1369-1379, Sett. 2000
- [59] S. P. Liou – *Theoretical and experimental study of poliphase induction motors with added third harmonic excitation* – Master's thesis, The University of Texas at Austin, 1985
- [60] O. Ojo, I. E. Davidson – *PWM-VSI inverter-assisted stand alone dual stator winding induction generator* – IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 36, pp. 1604-1611, 2000
- [61] D. Hadiouche, H. Razik, A. Rezzoug – *Modelling of a double-star induction motor with an arbitrary shift angle between its three phase windings* – Proc. 9th Int. Conf. On Power Electronics and Motion Control PEMC, Kosice, Slovakia, Vol. 5, pp. 125-130, 2000

- [62] D. Levy – *Analysis of a double-stator induction machine used for a variable-speed / constant-frequency small-scale hydro / wind electric power generation* – Electric Power System Research, Vol. 11, pp. 205-223, 1986
- [63] G. K. Singh, K. B. Yadav, R. P. Saini – *Analysis of a saturated multi-phase (six-phase) self-excited induction generator* – International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 7, pp. 1-23, 2006
- [64] G. K. Singh, K. B. Yadav, R. P. Saini – *Capacitive selfexcitation in six-phase induction generator for small hydro power - an experimental investigation* – IEEE Conf. Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth-2006 (PEDES-2006), New Delhi, India, December 12-15, 2006
- [65] G. K. Singh, K. B. Yadav, R. P. Saini – *A self-excited six-phase induction generator for stand-alone renewable energy generation* – IEEE International Agean Conference on Electric Machines, Power Electronics and Electromotions, ACEMP'07, Bodrum, Turkey, 10-12 September, pp. 690-95, 2007
- [66] G. K. Singh – *Modeling and experimental analysis of a selfexcited six-phase induction generator for stand-alone renewable energy generation* – Int. Journal of Renewable Energy, Vol. 33, pp. 1605-1621, 2008
- [67] G. K. Singh, A. Senthilkumar, R. P. Saini – *Steady state analysis of self-excited six-phase induction generator for alternate renewable energy generation* – 3rd International Conference on Power Electronics system and Applications, 2009
- [68] P. H. B. Naves, J. C. Oliveira, A. F. Bonelli, M. V. B. Mendoca – *Modelling and comparative performance analysis of special six-phase and conventional synchronous generators for wind farm application* – International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09), Valencia (Spain), 15th-17th April, 2009
- [69] ICP – *Manutenzione predittiva: un caso di miglioramento dell'efficienza* – gennaio 2008
- [70] D. Saccardi, R. Villella – *Dalla manutenzione programmata a quella predittiva e on-condition: un modello di valutazione tecnico-economica per giustificare le soluzioni di diagnostica e monitoraggio*
- [71] G. Perotti - St Engineering – *Manutenzione predittiva* – www.manutenzione.com/predittiva.htm
- [72] Rockwell Automation – *Gli obiettivi della manutenzione predittiva* – 2010
- [73] SPM Instrument – *Monitoraggio dei cuscinetti*
- [74] Geico, prodotti e servizi tecnologici integrati – *La Termografia infrarossa per la Manutenzione Predittiva*
- [75] A. Bossi, S. De Biasi, C. Zampatti – *Diagnostica per gli avvolgimenti dei generatori sincroni di grande potenza* – Powertechnology, gennaio 2006
- [76] F. Parere – *Sistema CompactRIO per manutenzione predittiva e monitoraggio eventi per macchine elettriche rotanti, reti elettriche e sottostazioni*

- [77] A. Chiuso, G. Picci – *Consistency Analysis of Closed-loop Subspace Identification* – 43rd IEEE Conference on Decision and Control, 14-17 Dicembre 2004
- [78] A. Chiuso – *On the relation between CCA and predictor-based subspace identification* – 44th IEEE Conference on Decision and Control and the European Control Conference 2005
- [79] J. W. van Wingerden, M. Verhaegen – *Subspace identification of MIMO LPV systems: the PBSID approach* – 47th IEEE Conference on Decision and Control, Cancun, Mexico, 9-11 Dicembre 2008

Appendice

A.1. IRE

L'indice di risparmio di energia *IRE* è il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata definito dalla formula:

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{Et_{civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{Et_{ind}}{\eta_{ts,ind}}}$$

dove:

- *Ec* (energia primaria dei combustibili utilizzati da una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore) è il contenuto energetico dei combustibili utilizzati, pari al prodotto del peso o del volume di ciascun tipo di combustibile utilizzato nel corso dell'anno solare per il rispettivo potere calorifico inferiore. Nel caso di sezioni a ciclo combinato con post-combustione, l'energia primaria del combustibile utilizzato comprende anche il contenuto energetico del combustibile che alimenta il post-combustore. Nel caso di sezioni alimentate da gas di sintesi, l'energia primaria del combustibile utilizzato comprende il contenuto energetico di tutti i combustibili utilizzati, inclusi quelli che alimentano un eventuale sistema di gassificazione;
- *Ee* (produzione di energia elettrica netta di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore) è la quantità di energia elettrica lorda prodotta dalla sezione nell'anno solare, diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della sezione e delle perdite nei trasformatori principali. I servizi ausiliari includono i servizi posti sui circuiti che presiedono alla produzione di energia elettrica e di calore, inclusi quelli di un eventuale sistema di gassificazione, ed escludono i servizi ausiliari relativi alla rete di trasporto e distribuzione del calore, come le pompe di circolazione dell'acqua calda. Nel caso in cui i servizi ausiliari siano in comune tra più sezioni, i loro consumi sono da attribuire ad ogni sezione in misura proporzionale alla rispettiva quota parte di produzione di energia elettrica lorda. Nel caso di produzione combinata di energia meccanica e calore, l'energia meccanica viene moltiplicata per un fattore pari a 1,05 per convertirla in una quantità equivalente di energia elettrica netta;
- *Et* (produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore) è la quantità di energia termica utile prodotta dalla sezione nell'anno solare effettivamente ed utilmente utilizzata a scopi civili o industriali, pari alla differenza tra il contenuto entalpico del fluido vettore in uscita ed in ingresso misurato alla sezione di separazione tra la sezione di produzione e la rete di distribuzione del calore, al netto

dell'energia termica eventualmente dissipata in situazioni transitorie o di emergenza (scarichi di calore). Qualora non esista fisicamente una rete di utilizzazione del calore, la produzione di energia termica utile può essere calcolata con metodi indiretti. I consumi specifici di calore utile risultanti dalle utilizzazioni a scopo civile o industriale devono risultare confrontabili a quelli utilizzati in campo nazionale per analoghe applicazioni con produzione separata di calore. La produzione di energia termica di eventuali caldaie di integrazione dedicate esclusivamente alla produzione di energia termica non rientra nella determinazione della produzione di energia termica utile Et . L'eventuale utilizzo di vapore per iniezione nelle turbine a gas non è energia termica utile. Et è somma delle due componenti Et_{civ} e Et_{ind} ;

Le quantità di energia precedenti sono espresse in MWh ed arrotondate con criterio commerciale alla terza cifra decimale;

- η_{es} è il rendimento elettrico medio netto, definito come rapporto tra la produzione annua netta di energia elettrica e l'energia primaria del combustibile immessa annualmente nell'impianto, entrambe riferite all'anno solare;
- $\eta_{ts,civ}$ è il rendimento termico netto medio annuo, definito come rapporto tra la produzione annua netta di energia termica e l'energia primaria del combustibile immessa annualmente nell'impianto, entrambe riferite all'anno solare, della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi civili Et_{civ} ;
- $\eta_{ts,ind}$ è il rendimento termico netto medio annuo, definito come rapporto tra la produzione annua netta di energia termica e l'energia primaria del combustibile immessa annualmente nell'impianto, entrambe riferite all'anno solare, della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi industriali Et_{ind} ;
- p è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui gli impianti stessi sono allacciati o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media e alta tensione. Il coefficiente p è calcolato come media ponderata dei due valori di perdite evitate $p_{immessa}$ e $p_{autocons}$ rispetto alle quantità di energia elettrica autoconsumata $Ee_{autocons}$ ed immessa in rete $Ee_{immessa}$, secondo la seguente formula:

$$p = \frac{p_{immessa} \cdot Ee_{immessa} + p_{autocons} \cdot Ee_{autocons}}{Ee_{immessa} + Ee_{autocons}}$$

I valori di $p_{immessa}$ e $p_{autocons}$ dipendono dal livello di tensione cui è allacciata la sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore e sono riportati nella seguente tabella:

Livello di tensione cui è allacciata la sezione	$p_{immessa}$	$p_{autocons}$
BT (bassa tensione)	1- 4,3 / 100	1- 6,5 / 100
MT (media tensione)	1- 2,8 / 100	1- 4,3 / 100
AT/AAT (alta e altissima tensione)	1	1- 2,8 / 100

A.2. PES

La formula per il calcolo di *PES* (*Primary Energy Saving*), ha l'espressione:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{t,CHP}}{\eta_{t,ref}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,ref}}}$$

dove:

- PES = risparmio di energia primaria;
- $\eta_{t,CHP}$ = rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come rendimento annuo di calore utile diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;
- $\eta_{t,ref}$ = rendimento termico di riferimento della produzione separata;
- $\eta_{el,CHP}$ = rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;
- $\eta_{el,ref}$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

A.3. LT

Il limite termico *LT* è il rapporto tra l'energia termica utile annualmente prodotta Et e l'effetto utile complessivamente generato su base annua dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, pari alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte ($Ee + Et$), riferiti all'anno solare, secondo la seguente formula:

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et}$$

A.4. Codice Matlab dell'algoritmo per l'identificazione black-box

```

clear all
close all
clc

%%% Caricamento dati per identificazione

load ident_Vf_new.mat; % segnali di ingresso/uscita del sistema
y1=Vpark(:,2);        % prima colonna tempo, seconda colonna segnale
%y2=y2(:,2);
u=Vf(:,2);
%y=[y1 y2]';          % sistema a due uscite
y=[y1]';              % sistema ad una uscita

%%% Questa parte serve per rendere i segnali a media nulla
%%% Eliminare preventivamente eventuali offset

u=u';
y=detrend(y)';
u=detrend(u)';

Ts=0.001;             % periodo campionamento

N=length(u);         % numero di dati

%%% Questa parte serve per PBSID

Nid = floor(3*N/3);
Nid=N;
uid=u(:,1:Nid);
yid=y(:,1:Nid);
uval=u(:,Nid+1:end);
yval=y(:,Nid+1:end);

id_dat=iddata(y',u');
p=size(y,1);
m=size(u,1)

for i=30,
    order =[i*ones(p,p) i*ones(p,m) ones(p,m)];
    M = arx(id_dat,order);
    Aic_crit(i)=aic(M);
    i
end;

figure
plot(Aic_crit)
hold on
drawnow
past = floor(find(Aic_crit==min(Aic_crit)));

```

```

%%%% Plot dei grafici di ingressi e uscite usati per l'identificazione

figure
subplot(2,1,1),plot(u')
subplot(2,1,2),plot(y')

%%%% Identificazione del modello utilizzando
%%%% metodo a sottospazi PBSID del Prof. Alessandro Chiuso

[A,B,C,D,Kappa,Lambda]=PBSID_opt_ARX_weighted(yid,uid,[past,floor(past/2)],
[1:10]) % l'ultimo argomento [1:10] rappresenta l'ordine dei modelli da
identificare
Modelp = idss(A,B,C,D,Kappa); % costruzione del modello della dinamica in
spazio di stato

%Model_n4sid=n4sid(id_dat,1:10); % questo e' il comando equivalente se si
vuole utilizzare il metodo a sottospazi implementato da MATLAB al posto di
PBSIS

%%%% Identificazione del modello utilizzando identificazione black-box PEM

Modelpem=pem(id_dat,'nx',[1:10])

Apem = Modelpem.a;
Bpem = Modelpem.b;
Cpem = Modelpem.c;
Dpem = Modelpem.d;
Kpem = Modelpem.k;
Fpem = ss(Apem,Bpem,Cpem,Dpem,Ts);

% Parte deterministica del modello
F = ss(A,B,C,D,Ts);

% Stimatore dell'uscita tramite filtro Kalman appena identificato
G = ss(A,Kappa*sqrtm(Lambda),C,sqrtm(Lambda),Ts);

%%%% Caricamento dei dati per la validazione del modello identificato

load valid_Vf_new.mat
y1=Vpark(:,2);
%y2=y2(:,2);
u=Vf(:,2);
%yval=[y1 y2]';
yval=[y1]';
uval=u';
yval = detrend(yval)';
uval = detrend(uval)';
val_dat=iddata(yval',uval');

```

Appendice

```
##### Grafici per l'analisi della prestazione dell'identificazione

% Diagrammi di Bode
figure
bode(F, 'b', Fpem, 'r');
figure
bode(G)

#####

% Residui
figure
Resid(Modelp, val_dat, 'ir')
title('PBSID')

figure
Resid(Modelpem, val_dat, 'ir')
title('PEM')

figure
Resid(Modelp, val_dat)
title('PBSID')

figure
Resid(Modelpem, val_dat);
title('PEM')

figure
compare(val_dat, Modelp)
title('PBSID')

figure
compare(val_dat, Modelpem)
title('PEM')

figure
compare(val_dat, Modelp, 1)
title('PBSID')

figure
compare(val_dat, Modelpem, 1)
title('PEM')

figure
compare(val_dat, Modelp, 1000)
title('PBSID')

figure
compare(val_dat, Modelpem, 1000)
title('PEM')
```

A.5. Codice Matlab dell'algoritmo per il controllo ottimo LQ

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% CONTROLLO OTTIMO DELL'ALTERNATORE %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% SPAZIO DI STATO %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% CONTROLLO LQ %%%%%%%%%

% Tecnica PEM (commentare tutto per usare tecnica PBSID)
% A=Apem;
% B=Bpem;
% C=Cpem;
% D=Dpem;
% Kappa=Kpem;

% VERIFICA RAGGIUNGIBILITA' E OSSERVABILITA'
Ragg = [B A*B A^2*B]; % dimensione 3
Oss = [C; C*A; C*A^2]; % dimensione 3
raggiung = rank(Ragg) % raggiungibile se il rango è 3
osserv = rank(Oss) % osservabile se il rango è 3

% Altri dati
Q = C'*C;
c1 = C(1,:);
Q1 = c1'*c1;
R1 = 1e-3; % 1e-4
Ka = 9e-2; % guadagno antiwindup 5e-3

% Tempo continuo
[M, L, Kott] = care(A, B, Q, R1)
Fott = -1/(C*inv(A-B*Kott)*B)

% Tempo discreto
[Md, Ld, Kottd] = dare(A, B, Q, R1)
Fottd = -1/(c1*inv(A-B*Kottd-eye(size(A,1)))*B)

% Controllo integrale
A_i = [1 zeros(1,size(A,1)); zeros(size(A,1),1) A];
B_i = [0; B];
C_i = [zeros(1,1) C];
Q_i = C_i'*C_i;
alfa=1e-9;
Q_i2 = Q_i+alfa*eye(size(Q_i));
beta=0.5;
c4 = beta+c1;

[Mid, Lid, Kottid] = dare(A_i, B_i, Q_i, R1);
Kid=Kottid(1,1);
Kottid2=Kottid(1,1:size(A,1))
Fottid2 = -1/(c1*inv(A-B*Kottid2-eye(size(A,1)))*B)
Fottid3 = -1/(c1*inv(A-B*Kottid-eye(size(A,1)))*B)
Fottid4 = -1/(c4*inv(A-B*Kottid-eye(size(A,1)))*B)

```