Affidabilità e manutenzione nel progetto ottimale dei sistemi elettrici

La disponibilità alla base del dimensionamento della generazione di un SEE

Elio Chiodo*, Giovanni Mazzanti, Giovanni Velotto***
** Università di Napoli "Federico II", Dipartimento di Ingegneria Elettrica, via Claudio 21, 80125 Napoli*
*** Università di Bologna, Dipartimento di Ingegneria Elettrica, viale Risorgimento 2, 40136 Bologna*

Sommario

Nel lavoro viene trattato il problema del dimensionamento ottimale di un sistema elettrico per l'energia (SEE) in fase di pianificazione – ovvero della migliore scelta tra più alternative progettuali - in funzione della *affidabilità* e della *manutenzione*, inglobate nella funzione "*disponibilità*" del sistema.

In particolare, nelle esemplificazioni viene fatto riferimento al dimensionamento della generazione di un SEE, che consiste in pratica nella scelta del numero e della taglia dei generatori da installare (supposti della stessa taglia e disponibilità), per una data potenza totale installata.

I risultati mostrano che non sempre la soluzione avente maggiore disponibilità risulta la migliore anche in termini di prestazioni "attese", misurate ad esempio in termini di carico non fornito. Ciò mostra l'importanza di introdurre adeguati "indici di rischio" per caratterizzare le prestazioni globali del sistema; inoltre, sotto opportune ipotesi, gli indici discussi sono esprimibili analiticamente in termini dei parametri caratteristici della *affidabilità* e della *manutenzione*, il che consente di effettuare una opportuna analisi di sensitività degli stessi indici rispetto ai parametri .

1. Premessa e brevi richiami di affidabilità e disponibilità

La programmazione ottimale della generazione di un sistema elettrico riveste grande importanza ai fini della disponibilità dell'intero sistema; essa ha rilievo in primo luogo in fase di pianificazione del sistema, ma anche in fase di esercizio, al fine ad esempio di decidere l'entità della "riserva" di generazione a breve o medio termine. La programmazione ottimale della generazione è basata sul valore di alcuni "indici di rischio" - in particolare il LOLP e l'ELNS - appositamente definiti per il sistema di generazione.

Per semplicità, si farà qui riferimento alla alimentazione di un carico (potenza elettrica richiesta dall'insieme degli utenti) *costante* (nell'intervallo temporale di riferimento), *w*, e ad un *sistema isolato*. Nella pratica, pochi sistemi sono davvero isolati, essendo generalmente tutti connessi ad altri sistemi (si parla di "interconnessione" quando essa avviene tra sistemi di diverse nazioni), da cui possono eventualmente prelevare potenza quando serva. Però, per progettare efficacemente la connessione è ovviamente indispensabile quantificare come il sistema si comporterebbe da solo; l'analisi del sistema isolato rimane quindi centrale. Inoltre, nel campo delle potenze richieste non elevate, stanno riscuotendo un sempre maggior interesse e applicazioni i sistemi di "*generazione distribuita*", ovvero sistemi di generazione di piccola taglia, modulari, spesso rinnovabili (eolico/fotovoltaico), e/o innovativi (Fuel Cell, ovvero "Cella ad Combustibile"), che si sono rapidamente sviluppati a motivo della loro alta flessibilità, delle loro basse emissioni, nonché dell'attuale difficoltà nella costruzione di grosse centrali.

In genere, per la scelta ottimale si confrontano i costi di generazione e quelli legati alla disponibilità (rischio di mancata alimentazione del carico) al fine di trovare il compromesso ideale. Qui per brevità non si tiene conto esplicitamente – se non per accenni - del costo del sistema, la cui valutazione è un problema che in parte esula dal compito specifico dell'ingegnere, e si farà nella gran parte dei casi riferimento ad alternative supposte economicamente equivalenti (in quanto, ad es., di uguale potenza installata). Tuttavia, alcuni indici utilizzati, come:

ELNS ("Expected Load Not Supplied") = Valore Atteso del carico (potenza attiva richiesta) non fornito;
EENS ("Expected Energy Not Supplied") = Valore Atteso della energia richiesta non fornita.

hanno un ovvio significato economico. Ad esempio, moltiplicando l'EENS (riferito ad un dato intervallo, generalmente 1 anno) – espresso ad es. in MWh - per il costo del MWh non fornito, si ha il costo *atteso* delle interruzioni di energia nel dato intervallo, e quindi una misura di quanto è opportuno spendere per migliorare – se necessario - la probabilità di alimentare il carico.

Come anticipato, si ipotizza per semplicità – nell'intervallo in esame (in pratica dell'ordine degli anni) - un carico costante, w. Essendo comunque molto verosimile che negli anni futuri il carico aumenti, ed essendo laborioso l'inserimento di unità aggiuntive in futuro, la potenza totale installata C dovrà essere opportunamente sovradimensionata per eventuali futuri carichi aggiuntivi; perciò si aggiungerà in genere una certa *potenza di riserva* a quella strettamente necessaria ($C>w$).

Molto spesso – e questa è l'ipotesi che si manterrà per semplicità - i generatori di una centrale sono di uguale taglia, *c*, per questioni di standardizzazione, economia di gestione e semplicità di esercizio (risulta più facile effettuare la manutenzione e recuperare elementi di ricambio; inoltre è più semplice effettuare il parallelo elettrico).

Nel seguito, la potenza totale installata in generazione sarà indicata in breve come "capacità", mutuando tale termine da quello, "*capacity*" spesso usato nella letteratura internazionale [A]; per le ipotesi appena fatte, la "capacità" del sistema sarà data - essendo gli n generatori collegati in *parallelo elettrico*, e quindi sommandosi le loro potenze - da:

$$\boldsymbol{C = nc}\text{ , } \textit{con la ovvia ipotesi: } \boldsymbol{C \geq w}$$

Nel testo si ipotizzerà che tutti i componenti (qui: generatori) del sistema siano soggetti a cicli di funzionamento e riparazione come quello che caratterizza la analisi della disponibilità [A,U], di seguito brevemente richiamata. Come noto, il concetto di disponibilità estende quello di affidabilità al caso di componenti o sistemi riparabili: essa misura dunque la capacità di un prodotto di essere pronto all'uso nel momento in cui se ne presenta la necessità, indipendentemente da eventuali guasti avvenuti in precedenza, e poi riparati. Nell'ambito dell'affidabilità intesa in senso stretto, si suppone che il dispositivo oggetto di studio sia caratterizzato - dal punto di vista della probabilità di buon funzionamento - da un'unica variabile aleatoria (v.a.) , il tempo di funzionamento (TF), misurato a partire dall'istante in cui esso inizia a funzionare. Il dispositivo può trovarsi in due stati: quello di funzionamento (stato "1"), che è lo stato iniziale, e quello di guasto (stato "0"), raggiunto dopo un tempo pari al TF. Una volta raggiunto lo stato 0, esso è considerato non più funzionante, ossia permane indefinitamente in tale stato. Nella realtà, quasi tutti i dispositivi e sistemi sono riparabili (o sostituibili), una volta guasti, o comunque soggetti ad operazioni di manutenzione. Quindi vi è la possibilità di passaggio dallo stato 0 allo stato 1, in un tempo pari al tempo di riparazione (o di sostituzione, o anche di manutenzione), qui detto "TR". Il TR, qui inteso come intervallo di tempo in cui il dispositivo non è funzionante, è la somma dei tempi necessari alla rilevazione e individuazione del guasto, più quelli necessari alla manutenzione, riparazione o sostituzione vera e propria, comprensivi di quelli per il reperimento (o l'acquisto) dei ricambi, il tempo necessario per l'intervento del personale addetto ecc. In generale, data l'incertezza intrinseca circa le durate delle precedenti azioni, il TR è anch'esso una v.a. (anche se in qualche caso particolare è possibile considerarla deterministica, e dunque pari al suo valore atteso). I generici TF e TR vengono qui indicati con T ed Y rispettivamente; i loro valori medi, indicati con m ed r, vengono chiamati "MTTF" (acronimo di "Mean Time To Failure") e "MTTR" ("Mean Time to Repair")

Dunque, il funzionamento del dispositivo riparabile è esprimibile da due successioni di v.a.:

1) le v.a.: T_j *= (tempo tra il (j-1)-simo e il j-simo istante di guasto);*

2) le v.a.: Y_j *= (tempo necessario alla riparazione del j-simo guasto),*

con indice j che va da 1 fino ad infinito (potenzialmente).

Per semplicità, allo scopo di studiare un modello matematico ideale del processo dei guasti, si fa l'ipotesi che le v.a. T_j siano indipendenti e identicamente distribuite (IID), e quindi abbiano tutte la stessa densità $f(t)$. Ciò significa ritenere che il componente ritorni "nuovo" dopo ogni riparazione; naturalmente questa è una ipotesi accettabile se il componente viene, a seguito di ogni guasto, sostituito da un componente nuovo, e identico (ossia con uguale affidabilità) a quello sostituito.

La stessa ipotesi viene fatta per le v.a. Y_j, naturalmente con distribuzione diversa da quella delle T_j. Si fa anche l'ipotesi, ragionevole, che le v.a Y_j siano indipendenti dalle T_j.

Si può descrivere il funzionamento di un tale componente mediante la sua "variabile di stato", ossia una v.a., indicata con $X(t)$, che vale 0 oppure 1 a seconda che, all'istante t, il componente sia guasto oppure funzioni. In pratica, $X(t)$, in ogni fissato istante t, è la v.a. di Bernoulli indicatrice dell'evento: "funzionamento in t"; poichè è funzione del tempo, $X(t)$ ricade nella classe dei "processi aleatori", ed è qui detto "processo di funzionamento". I dispositivi riparabili saranno dunque caratterizzati, in ogni ciclo di funzionamento-guasto, da due v.a.: il TF, T, e il TR, Y, supposti tra di loro indipendenti, con:

$$m = \mathrm{E}[T] = \mathrm{MTTF};\ r = \mathrm{E}[Y] = \mathrm{MTTR} \quad (1)$$

Dunque: *m è il valor medio della v.a. TF (tempo di funzionamento), r il valor medio della v.a. TR (tempo di riparazione)*

Naturalmente, nella pratica debbono aversi dei valori di disponibilità abbastanza alti, e ciò – come intuitivo e come sarà verificato quantitativamente più avanti, implica che debba aversi $m>>r$.

Ad esempio, si riportano dei tipici valori per alcuni componenti elettrici:

1) linea AT di lunghezza 100 km: m = 10 anni; r = 10 ore;

2) trasformatore AT/MT: m = 2 anni; r = 28 ore;

3) Aero-generatore : m = 4000h; r = 190 h.

La disponibilità di un componente o sistema riparabile, all'istante t, è definita come "probabilità che il componente sia funzionante all'istante t". Al variare di t, essa è descritta da una "funzione disponibilità", che è indicata con $A(t)$ ("A" sta per "Availability"). La funzione A(t) si può dunque definire matematicamente in termini della variabile di stato X(t) precedentemente introdotta:

$A(t) = P[X(t) = 1]$ (t>0) (2)

E' possibile dimostrare [A,C,U] che – *indipendentemente dalla distribuzione dei TF e TR* - la funzione $A(t)$ decresce dal valore 1 per t=0 al valore asintotico (*"Disponibilità a regime"*):

$$A = A_\infty = \lim_{t\to\infty} A(t) = m/(m+r) \qquad (3)$$

A differenza di $A(t)$, la *Disponibilità a regime* è ovviamente un parametro "statico", ed è più utile in pratica per caratterizzare le prestazioni globali del sistema, almeno su intervalli sufficientemente lunghi.

Nel caso elementare – il più utilizzato in letteratura - in cui i TF e i TR siano v.a. Esponenziali, è semplice ricavare la espressione analitica di $A(t)$ [B,A,U], da cui si evince che il suddetto andamento decrescente ha andamento esponenziale, con "costante di tempo" pari a:

$$\tau = 1/[1/m + 1/r] \qquad (4)$$

circa uguale ad r se $m >> r$. Come noto, in tal caso il valore della funzione coincide in pratica con il valore di regime dopo circa 4 costanti di tempo, e questa può essere una utile indicazione per utilizzare i valori di regime anche per tempi finiti, come in pratica – naturalmente - si fa.

In questo articolo si suppone quindi che – in ogni istante considerato - ogni componente si trovi nella situazione di regime (questa è in pratica una approssimazione accettabile per quanto prima esposto nel caso Esponenziale, e che rimane vero in generale anche con altre distribuzioni).

Quindi, in base alla (3) e alle ipotesi suddette, la disponibilità, qui indicata con p, e la indisponibilità, qui indicata con q = 1- p, di ogni componente valgono rispettivamente:

$$\boldsymbol{p = m/(m+r)\ ;\ q = 1 - p = r/(m+r)} \qquad (5)$$

Si suppone inoltre di campionare il sistema ad intervalli orari, in cui si può ipotizzare che la situazione di funzionamento non muti, e dunque per quanto esposto prima sia sempre – in termini probabilistici – *uguale a quella di regime* (è in pratica una approssimazione più che accettabile dati gli ordini di grandezza di m ed r). Tale ipotesi, qui detta di "stazionarietà", sarà molto utilizzata nel seguito.

2. Indici affidabilistici nel progetto del sistema elettrico

Gli indici più utilizzati sono:

- ***LOLP (Loss Of Load Probability) = Q =*** *probabilità che il carico non sia alimentato (a regime). Esso coincide dunque con la* <u>indisponibilità a regime</u> *U dell'intero sistema. Dimensione: a-dimensionale (talvolta espresso in ore/anno);*
- ***LOLE (Loss Of Load Expectation)*** *= Valore Atteso del n. totale di ore nell'arco di un anno in cui il carico non è alimentato. Dimensione: tempo;*
- ***ELNS (Expected Load Not Supplied) = L =*** *Valore Atteso del carico (potenza richiesta) non fornito. Dimensione: potenza.*
- ***EENS (Expected Energy Not Supplied)*** *= Valore Atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico. Dimensione: energia.*

Si noti che il 1° indice è una probabilità, gli altri 3 sono valori attesi (cioè: medie statistiche), quindi si tratta (ovviamente) di *numeri deterministici* (associati a v.a.).

L'ultimo indice (EENS) non sarà considerato, per brevità, nel testo; è peraltro abbastanza intuitivo che il suo valore si ottiene moltiplicando l'ELNS per la durata (media) dei guasti (parametro r=*MTTR*, che appare nella relazione che fornisce la disponibilità a regime).

Inoltre, dato il significato della indisponibilità a regime e della ipotesi di stazionarietà, è intuitivo che risulti:

$$\text{LOLE} = \text{LOLP}\times 8760 \qquad (6)$$

Ad es., ad un sistema con LOLP = 10^{-3} corrisponde un LOLE di 8.76 ore in un anno (più efficace del LOLP come misura "pratica", per quanto ovviamente equivalente).

Dunque, nel seguito si considerano solo LOLP e ELNS. Vediamo – prima di dedurre delle espressioni generali – un esempio con singolo generatore.

2.1. Esempio con singolo generatore.

Consideriamo il caso di un SEE con carico totale costante pari a w = 1.0 MW (eventualmente somma di più carichi) e supponiamo che si scelga: C = 1.2 MW, con singolo generatore, avente dunque taglia c=1.2 MW, di disponibilità $p=m/(m+r)$, nota.

Naturalmente, il LOLP, coincidendo con la indisponibilità a regime dell'intero sistema, è uguale a quella del singolo generatore:

$$Q = 1-p = q \qquad (7)$$

Se p = 0,98, allora Q=0,02, e LOLE = 175.2 ore (valore abbastanza alto, che fa capire perché *in* pratica si usino sistemi parallelo o p.p.).

Veniamo all'ELNS. La potenza G effettivamente disponibile coinciderebbe con c = 1,2 MW se non vi fossero mai guasti (e in questo caso ELNS=0): in realtà essa vale 0 se il generatore è guasto (a regime), c se funziona. In altri termini, si introduca la v.a. $X(t)$ = *di processo di funzionamento del generatore al tempo t (supposto di regime):*

$$X(t) = \begin{cases} 1 & se\ OK \\ 0 & se\ KO \end{cases} \qquad (8)$$

in cui OK (KO) rappresenta *buon funzionamento (guasto) del generatore al tempo t*, e per l'ipotesi di funzionamento a regime:

$$P[X(t)=1] = E[X(t)] = p;$$
$$P[X(t)=0] = 1 - E[X(t)] = q = 1 - p \quad (9)$$

Allora, la potenza G effettivamente disponibile – a regime – vale:

$$G=G(t) = c\ X(t) \quad (10)$$

Essa è dunque una v.a. (a 2 valori: 0 e c) , e il suo valore atteso vale $E[G] = c\ E[X(t)]$, ovvero:

$$E[G] = c\ p = 1{,}2\ p\ [MW] \quad (11)$$

Ad esempio, se $p = 0{,}98$, allora $E[G] = 0{,}98x1{,}2 = 1{,}176$ MW. Ovviamente, questo valore non sarà mai quello effettivo (0 oppure 1,2 MW), ma è il baricentro della distribuzione di G, in questo caso molto "spostato" verso il valore massimo (1,2 MW) dato il valore relativamente alto di p.

Si indichi con LNS (*Load Not Supplied*) il valore (v.a.) del carico non fornito, la cui media statistica fornisce l'ELNS (*Expected Load Not Supplied*), indicato con L. LNS vale 0 MW se il generatore è OK, vale w=1 MW se è KO. I valori di LNS possono essere visualizzati in una tabella, la Tabella 1, che chiarisce i calcoli successivi.

Quindi, LNS è una v.a. a 2 valori: 0 e 1 , e il suo valore atteso vale *(notare le dimensioni)*:

$$L = ELNS = E[LNS] = 0xp + 1{,}0xq = q\ [MW] \quad (12)$$

Se p=0,98, ELNS = 1,0x0,02 = 0,02 MW = 20kW.

Dovrebbe essere a questo punto chiara la relazione che fornisce L = ELNS per un dato sistema di più generatori, i quali, viste le M possibili combinazioni di unità di generazione attive e non, abbia altrettante possibili combinazioni di potenza generata: $g_1, g_2, \ldots, g_j, \ldots, g_M$, ognuna contraddistinta da una probabilità di verificarsi $P(G= g_j)$:

$$\boldsymbol{L = \Sigma_j\ P(G=g_j)\ (W - g_j)} \quad (13)$$

dove la Σ_j è estesa ai soli indici j per cui risulti:

$$(W - g_j) > 0 \text{ (evento “Loss of Load”, LL)} \quad (14)$$

(gli altri casi dando contributo nullo).

Da un punto di vista teorico, l'espressione generale dell'ELNS è:

Tabella 1 - Illustrazione tabulare dei principali dati dell'esempio relativo a singolo generatore

X	probabilità	G [MW]	LNS [MW]
1	p	1,2	0
0	$q = 1 - p$	0	1

$$\boldsymbol{ELNS = E[(w - G)H(w-G)]} \quad (15)$$

dove $H(x)$ è la funzione gradino-unitario (o di Heaviside), nulla per x<0 e unitaria altrove. Infatti, la perdita di carico vale w-G se w supera G, altrimenti è nulla (si noti che w è una costante, G è una v.a

2.2. Esempio con due generatori affidabilisticamente in "serie".

Consideriamo ancora il caso di un SEE con carico totale costante pari a w = 1,0 MW e C = 1,2 MW, ma stavolta con 2 generatori in parallelo elettrico, aventi dunque ognuno taglia c=0,6 MW, e di uguale disponibilità $p=m/(m+r)$, nota.

Naturalmente, il LOLP, coincidendo con la indisponibilità a regime dell'intero sistema, è uguale a quella dei 2 generatori affidabilisticamente "in serie":

$$Q = 1- R = 1-p^2 \quad (16)$$

Se p=0,98, allora Q = 0,0396, e LOLE = 346.9 ore (valori più alti che nel caso precedente, ovviamente). Per il calcolo dell'ELNS, conviene ancora costruire una tabella, la Tabella 2, dove in prima colonna poniamo il n. di generatori in funzione a regime, che indichiamo con Y: Y assume il valore 2 (caso "migliore", e più probabile), 1, oppure 0 con probabilità che si ricavano da semplici calcoli di natura "binomiale".

Quindi, LNS è una v.a. a 3 valori, e il suo valore atteso vale:

$$L = E[LNS] = 0xp^2 + 0{,}4x2\ p\ q + 1{,}0x\ q^2\ [MW] \quad (17)$$

Facendo un pò di conti, utilizzando p=1-q, si trova:

$$L = 0{,}8q + 0{,}2\ q^2\ [MW] \quad (18)$$

Confrontando col caso di singolo generatore visto prima (pedice 1):

$$L_1 = 1{,}0xq = q\ [MW] \quad (19)$$

è facile vedere immediatamente che $L < L_1$, sempre (eccetto il caso banale q=0, oppure q=1).

Quindi, *pur essendo meno disponibile* (in questo caso), *il sistema con 2 generatori ha ELNS minore di quello del singolo generatore, a parità di C.* Ciò costituisce una re-

Tabella 2 - Illustrazione tabulare dei principali dati dell'esempio relativo a due generatori "in serie"

Y	probabilità	G [MW]	LNS [MW]
2	p^2	1,2	0
1	$2pq$	0,6	0,4
0	q^2	0	1

SCHNEIDER ELEC

gola generale (a meno che non sia $C = w$, caso molto particolare nel quale le 2 alternative hanno lo stesso ELNS), e ha una semplice spiegazione intuitiva: se il generatore del 1° sistema si guasta, l'intero carico viene perduto; se si guasta un solo generatore del 2° sistema (provocando un deficit di 0,6 MW) è possibile distaccare una parte di carico, pari a: w-c=1,0-0,6= 0,4 MW, mentre il restante generatore alimenterà il restante carico da 0,6 MW (ammettendo che il carico sia frazionabile). Per avere un distacco totale nel 2° caso si dovranno guastare *entrambi* i generatori, il che avviene con probabilità molto più piccola (q^2) – probabilità dell'intersezione di 2 eventi indipendenti di uguale probabilità - spesso trascurabile, rispetto a quella (q) del guasto del singolo generatore di 1 (*es.:* q=0,02→ q^2=4x10^{-4}).

Ciò fa capire che, per quanto il sistema 1 sia più affidabile del sistema 2 rispetto all'alimentazione del carico *totale*, esso può risultare *più rischioso*, in termini di potenza (o energia) media distaccata a seguito di eventuali guasti. Poiché tale distacco comporta evidentemente un costo (che si può assumere generalmente proporzionale alla potenza o energia distaccata), spesso in pratica è più importante il confronto tra sistemi in termini di potenza media non fornita, ossia ELNS (ovviamente a parità di C totale). Il discorso però varia da caso a caso (vi sono evidentemente alcuni tipi di carico che richiedono alimentazione continua, per i quali il LOLP è più importante), e dipende anche dal valore di C (p.es. nei 2 casi esaminati, se si sceglie $C = w = 1$ MW, si trova che – restando uguali i LOLP – gli ELNS dei 2 sistemi sono uguali, quindi il sistema con 1 solo generatore sarebbe in questo caso, in pratica raro, preferibile in assoluto).

Questa semplice discussione dovrebbe chiarire la differenza tra i concetti di LOLP e ELNS: quest'ultimo è un vero e proprio "indice di rischio": come noto [BC, HK] il rischio associato ad un dato evento "pericoloso" deve tener conto sia della probabilità dei possibili eventi che del danno conseguente ad ognuno di essi. Nel caso in esame, il danno, economico, è il valore della potenza o energia elettrica non fornita. Mentre – ai fini del LOLP – un distacco di 1 MW o di 0,5 MW incidono nella stessa maniera, l'ELNS tiene conto anche della entità di tale danno.

3. Metodo di calcolo generale di LOLP ed ELNS, nel caso di capacità totale fissata

Il caso più semplice per il calcolo del LOLP è quello in cui, come spesso accade, la capacità totale C è fissata da considerazioni generali che qui non si indagano; in tal caso si tratterà semplicemente di determinare il numero ottimale (in termini di LOLP e/o ELNS), n^*, di generatori da collegare in parallelo: la loro taglia resterà infatti determinata dalla relazione $c^* = C/n^*$ (ammesso che si tratti di una taglia effettivamente disponibile). E' facile infatti vedere che, rispetto all'alimentazione del carico di valore w, la configurazione affidabilistica del sistema composto da n generatori identici in parallelo è di tipo parallelo parziale (p.p.) "s su n", essendo s il numero minimo di generatori sufficienti ad alimentare il carico, ossia:

$$s = ceil(w/c) \tag{20}$$

dove si è indicato con ceil(x) – come in MATLAB - il valore della funzione, di variabile reale, che restituisce il primo intero maggiore o uguale ad x.

Sia, ad esempio: w = 10 MW e C = 15 MW. Allora, con 4 generatori - di potenza nominale pari a $C/4$ = 3.75 MW - il sistema di generazione sarà di tipo "3 su 4"; infatti: n = 4 e s = ceil(2,67) = 3.

In pratica, per casi elementari come questo non c'e' neanche bisogno della relazione generale (utile per chi voglia scrivere un programma di calcolo generale): basta osservare che evidentemente 2 generatori da 3.75 MW non sono sufficienti a coprire il carico, e 3 è il minimo numero sufficiente.

In tal caso, si noti come la disponibilità A (e quindi il LOLP Q=1-A) dipenda solo dal numero di generatori, n. Infatti, per il generico sistema p.p. in esame si ha, utilizzando la notazione $A(k,n,p)$ per indicare i sistemi p.p. di tipo "k su n":

$$A = A(s,n,p) = A(s(n),n,p) = A(n) \tag{21}$$

essendo

$$s = \mathrm{ceil}(w/c)= ceil(nw/C)=s(n) \tag{22}$$

- avendo usato: $C = nc \leftrightarrow c = C/n$, con C fissato - e p un dato del problema.

Dunque, in generale Q coincide con l'indisponibilità U del sistema p.p "s su n":

$$\mathrm{U} = \sum_{i=0}^{s-1} \binom{n}{i} \cdot p^{i} \cdot q^{n-i} \tag{23}$$

Per il valore di L=ELNS, vale quanto già detto:

$$\boldsymbol{L = \Sigma_j\, P(G=g_j)\,(W-g_j)} \tag{24}$$

dove g_j sono i valori di generazione possibili, e la Σ_j è estesa ai soli indici j per cui risulti $(W–g_j)$>0 (gli altri casi dando contributo nullo).

4. Applicazione numerica

Per l'esempio prima citato, con w=10 MW e C=15 MW, si calcolano qui i valori di LOLP e ELNS per un sistema con 4 generatori di taglia c=3,75 MW (il sistema di generazione di tipo "3 su 4"). A tal fine, il calcolo dei fattori nella sommatoria a secondo membro della (24) è riportato in Tabella 3. *Si noti che, ai fini dell'ELNS, la configurazione affidabilistica non interessa.*

Tabella 3 - Illustrazione tabulare del calcolo dei fattori nella sommatoria a secondo membro della (24) per l'esempio citato al Cap. 3

g_j[MW]	$P(G=g_j)$	$W-g_j$ [MW]
0	$(1-p)^4$	10
3.75	$4\cdot p\cdot(1-p)^3$	6,25
7,5	$6\cdot p^2\cdot(1-p)^2$	2,5
11,25	$4\cdot p^3\cdot(1-p)$	0
15	p^4	0

$$LOLP=\sum_{i=0}^{2}\binom{4}{i}p^i(1-p)^{n-i}=(1-p)^2[6p^2+4p(1-p)+(1-p)^2]=(1-p)^2(3p^2+2p+1) \quad (25)$$

$$ELNS=(1-p)^2[15p^2+25p(1-p)+10(1-p)^2]=(1-p)^2(5p+10)MW \quad (26)$$

Gli andamenti del LOLP secondo la (25) - relativa a 4 generatori - e per il caso banale di un solo generatore di taglia pari a *C* sono riportati in funzione dell'affidabilità *p* delle singole unità di generazione in Fig. 1. Analogamente, gli andamenti dell'ELNS secondo la (26) (4 generatori)

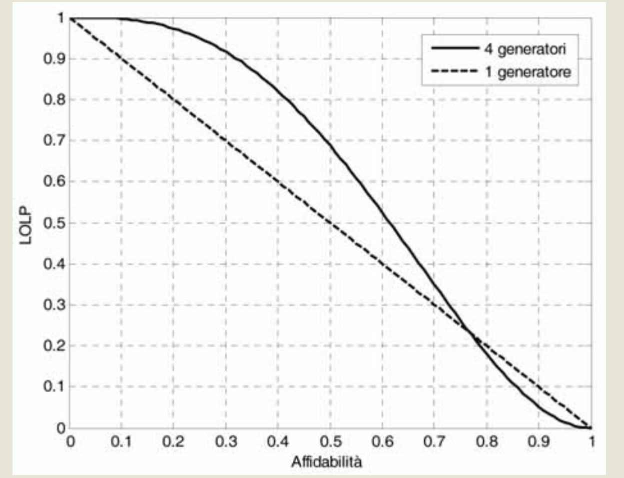


Fig. 1 *LOLP secondo la (25) (4 generatori, linea continua) e per il caso di un generatore di taglia pari a C (linea*

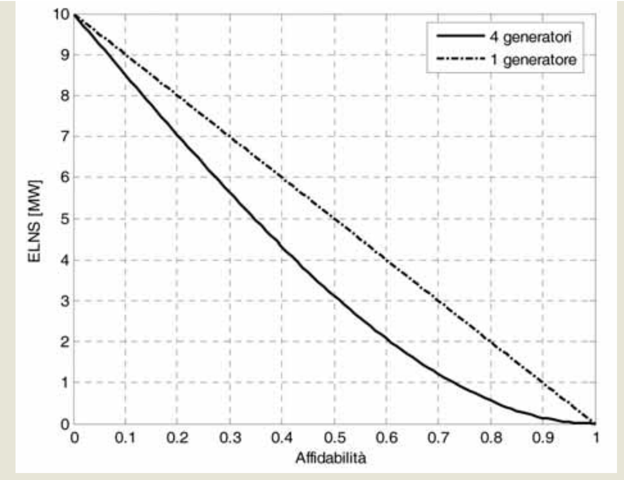


Fig. 2 *ELNS secondo la (26) (4 generatori, linea continua) e per il caso di un generatore di taglia pari a C (linea*

e per il caso banale di un solo generatore di taglia pari a *C* sono riportati in funzione di *p* in Fig. 2.

Un'analisi più dettagliata mostra che il sistema p.p. 3 su 4 pur essendo meno disponibile del "2 su 3" , ha ELNS minore. In generale, il frazionamento della potenza totale – come peraltro intuitivo – se da un lato diminuisce la affidabilità e la disponibilità, in genere diminuisce il rischio di potenza ed energia non fornite. Quindi, la scelta della soluzione ottimale scaturirà da un compromesso tra queste due esigenze, anche tenendo conto della tipologia di carichi da alimentare.

Riferimenti Bibliografici

[A] Anders, G. J.: Probability Concepts in Electric Power Systems, J. Wiley, 1990.

[BC] Bedford T., Cook R. (2001) "*Probabilistic Risk Analysis*", Cambridge Univ. Press

[B] Birolini A. "Reliability Engineering: Theory and Practice", Springer Verlag 2004

[C] Cinlar, E.: Introduction to Stochastic Processes, Prentice - Hall , 1975.

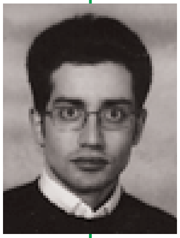
[HK] Henley E.J., Kumamoto H. "*Probabilistic Risk Assessment for Engineers and Scientists*", IEEE Press 1996

[U]Ushakov I.A., Harrison R.A. " Handbook of Reliability Engineering" J. Wiley, N.Y., 1994.

Elio Chiodo (Napoli, 4-3-1959) ha conseguito la laurea in Ingegneria Elettronica, con lode, e il titolo di Dottore di Ricerca in "Statistica Computazionale ed Applicazioni" entrambi presso l'Università di Napoli. E' professore associato e docente di "Affidabilità e Diagnostica dei sistemi elettrici" presso l'Università degli studi di Napoli Federico II. La sua attività di ricerca è dedicata alla applicazione di metodi statistici in ingegneria, e in particolare alla affidabilità, diagnostica e sicurezza dei sistemi elettrici.

Giovanni Mazzanti (Bologna, 12-07-1962) ha conseguito la laurea in Ingegneria Nucleare, con lode, e il titolo di Dottore di Ricerca in "Ingegneria Elettrotecnica" entrambi presso l'Università di Bologna. E' professore associato e docente di "Tecnica delle Alte Tensioni" e "Qualità dell'Energia Elettrica" presso l'Università degli studi di Bologna. I suoi principali campi di ricerca attuali sono la caratterizzazione e lo studio dell'invecchiamento dei materiali e sistemi isolanti, la diagnostica ed affidabilità dei componenti dei sistemi elettrici, la valutazione dell'esposizione umana ai campi elettromagnetici generati dalle linee di trasmissione dell'energia elettrica, la qualità dell'energia elettrica.

Giovanni Velotto (Napoli, 8-10-1976) ha conseguito la laurea in Ingegneria Elettrica, con lode, ed il dottorato di ricerca in ingegneria elettrica presso l'Università di Napoli. Le sue principali tematiche di ricerca sono: affidabilità dei sistemi elettrici e tecnologie energetiche innovative (celle a combustibile, fotovoltaico).



gli Autori