مجلة جامعة الملك سعود، م٨، العلوم الهندسية (١)، ص ص ١-٢٤، (١٤١٦هـ/ ١٩٩٦م).

الهندسة الكهربائية

أثر الربط في تحسين الاعتمادية للأنظمة الكهربائية

عبدالله محمد الشعلان

قسم الهندسة الكهربائية، كلية الهندسة، جامعة الملك سعود ص.ب ٨٠٠،

الرياض ١١٤٢١، المملكة العربية السعودية

(اسُتلم في ١٩٩٤/٥/٣١م؛ قبل للنشر في ١٩٩٥/١/١١م)

ملخص البحث. يهدف هذا البحث إلى تحرّي أثـر الربط بين الأنظمة الكهربائيّة المعزولة في تحسين مستويات الاعتمادية لها وتقليص حجم الاحتياطي بها. ولكي تكون لهذه الدراسة فائدة عمليّة ملموسة يمكن الاستفادة منها، فقد تّم تطبيقها على الأنظمة الكهربائية في كل من مدن المنطقة الشمالية الثلاث الكبرى وهي: تبوك، حائل، والجوف حيث إن المؤسسة العامة للكهرباء قد أنشأت نُظمًا كهربائية حديثة في تلك المدن تستطيع مجابهة الأحمال المستقبليّة لفترة من الزمن قبل أن تتطلب الإضافة أو تعزيز القدرات. وفي هذا البحث تمّ تطوير معايير موّحدة لتقويم الاعتمادية ـ بأسلوب يتميز بكفاءته ودقته ـ تمّ تطبيقها على الأنظمة الثلاثة قبل وبعد عملية الربط بينها. ونتيجة لذلك أمكن معرفة الفترة التي يمكن لتلك النظم خلالها أن تجابه نمو الأحمال المستقبلية دون أن يتأثر مستوى الاعتمادية المطلوب وبداية الفترة التي يتحتم بعدها إضافة قدرات جديدة لمجابهة نمو الأحمال المستقبلية مع الحفاظ على مستوى الاعتمادية المطلوب. وبتطبيق تلك المعايير أمكن أيضًا تحرّي المزايا الفنية في ازدياد الاعتمادية وانخفاض التكاليف بعد عملية الربط بين الأنظمة الكهربائية.

مقدمـــة

يعتبر تقويم الاعتمادية لأنظمة القوى الكهربائية ـ سواء أكانت معزولة أم مرتبطة ـ معيارًا لتحديد أدائها ومتانتها ومستوى الخدمة بها، ولذا كان له كبير الأثر في التخطيط والإنشاء والتشغيل والصيانـة لتلك الأنـظمـة. إن العجـز في قدرة التوليد (عدم استطاعة النظام الكهربائي مجابهة الأحمال) ربما يسبب أثارًا قد تتراوح بين معاناة نفسية محدودة إلى خسائر مادية فادحة تلحق بسائر المستهلكين على اختلاف فئاتهم وقدراتهم. ويعتبر العجز أو الفشل الـذي يلحق بالأنظمة الكهربائية ذا طبيعة عشوائية ولذلك فلا بد من معالجته بمفاهيم ومعـايير احتـمالية probabilistic تعتمـد على معـدّل الـوجود لوحدة التوليد ذاتها وأسلوب التصميم للنـظام الكهـربـائي وكيفية ترابـطه وأدائـه وسريان الـطاقـة فيه؛ كذلك نمط الاستهـلاك وتـوقيت حدوث الأحمال القصوى وأمده وكيفية نمو الأحمال المستقبلية ونوع وحجم الوحدات اللازم إضافتها لتعزيز سعة النظام وتحديد الاحتياطي اللازم لذلك تحسبًا للظواهر المستقبلية المتقلبة (uncertainties) والتأكد من أن النظام الكهربائي لديه القدرة الكافية لاستيعاب الأحمال في أي وقت من الأوقات. ولعل الحافز المُلح لمثل هذه الدراسة هو نمو الأحمال السريع في مناطق المملكة وما نتج عنه من تزايد حجم الأنظمة الكهربائية واتساع نطاق خدماتها وتوحيدها والربط بينها تبعًا لذلك. إن مجال هذه الدراسة ينحصر في تطوير أساليب احتمالية لتطبيقها والعمل بها عوضاً عن بعض الأساليب الفرضية (deter-ministic) المتّبعة لدى بعض الشركات حاليًا، مما قد يتيح تحديد مستويات دقيقة وحقيقية تؤدي إلى تقويم ثابت ومناسب لاعتمادية النظام وبأقل التكاليف الممكنة. لقد تمت دراسة تقويم معايير الاعتماديّة والمرتبطة باحتمال الانقطاع وحجم الطاقة المفقودة ومعيار اعتماديّة الـطاقة لثلاثة أنظمة من أنظمة القوى الكهربائية في المنطقة الشمالية من المملكة العربية السعودية وهي المنطقة التي لم يتم بعد تحويلها إلى موحدة حيث تعمل الأنظمة الكهربائية هنـاك بصورة منعزلة عن بعضها البعض. ولهذا الغرض فقد تم تطوير برنامج حاسوب (موجود بجامعة الملك سعود ويمكن الاطلاع عليه عند الطلب) لتطبيق الأساليب المقترحة حيث يقـوم بعلميات تقويم الاعتمادية للأنظمة الكهربائية سواءً أكانت معزولة ـ كما هو الحال الآن ـ أم مترابطة كما هو التفكير جديًا الآن تمهيدًا لتوحيدها، وهذه الأساليب مبنية على مفهوم احتمالي يعرف بـ «وحدة المساعدة المكافئة «Equivalent Assisting Unit» جرى

تطويره في هذا البحث بحيث يوفر الكثير من وقت العمليّات الحسابيّة ويختزل الكثير من البيانات غير الضرورية مع المحافظة على سلامة النتائج ودقتها كما أنه ـ قياسًا إلى أساليب أخرى ـ يتميّز بقدرته على التعامل مع الأنظمة الكبيرة واستيعابها. تم أيضًا القيام بدراسة مستوفية لبعض الخصائص البارزة في النظام الكهربائي (تحت الدراسة) لمعرفة مدى تأثير تغيّرها على أداء النظام ومستويات اعتماديته وزيادة أو تقليص حجم التكاليف. ويعتبر الربط بين الأنظمة الكهربائية وسيلة فعالة في تحسين الاعتمادية لتلك الأنظمة الكهربائية مع خفض لتكاليفها الثابتة (تكاليف وحدات التوليد والتركيب) والتكاليف المتغيرة (الوقود والتشغيل والصيانة)، ولعل من دواعي الربط بين الأنظمة الكهربائية في المناطق المتباعدة هو فروق التوقيت الزمني وعدم توافق الأحمال الذروية بها أو عدم تزامن حدوث الفشل القسري (forced outages) للوحدات وخروجها من الخدمة. لذلك فإن الربط سيتيح لكل نظام كهربائي أن يعمل بقدرة احتياطية أقل مما لو كان معزولاً. إن المزايا والفوائد الفعلية التي تنتج من عملية الربط تعتمد أساسًا على عوامل عدة أهمها: مقدار الاحتياطي المتاح لدى كل نظام، وسعة خطوط الربط بين الأنظمة كذلك طبيعة الاتفاقيات بينها في تقاسم الاحتياطي وتبادل الطاقة.

معايير الاعتماديّة

وفي مجال تقويم الاعتمادية لأنظمة القوى الكهربائية هناك معايير عدة للاعتمادية [١] لعل أشهرها وأكثرها استعمالاً هو ما يعرف بمعيار «توقع فقد الحمل loss of load expectation, LOLE» وهو المستخدم عادة في مقارنة البدائل في عملية التخطيط لأنظمة القوى الكهربائية وذلك لمرونته وبساطته وهو يعبر عن معدل الانقطاعات في الخدمة الكهربائية خلال فترة زمنية محددة (مثلا عدد الأيام في السنة الواحدة عندما تكون قدرة النظام غير كافية لمجابهة الأحمال القائمة)، كما أن هناك معايير أخرى [٢] لمقدار الحمل والطاقة غير المتاحين مشتقة من الـ LOLE ومكملة لها وهي «توقع الحمل غير المتاح expected demand not served, EDNS»، و «توقع الطاقة غير المتاحة expected energy not served, EENS» و «معامل اعتمادية الطاقة energy index of reliability, EIR».

وهناك معيار آخر يُعْرف بمعامل «التواتر والأمد frequency and duration, FAD» جرى تطبيقه في عدد من الدراسات والبحوث منها مثلاً البحث الذي قدمه روى بلنتون [٣]

ولكن قد يحد من استخدام هذا المعامل ما يتطلبه من معلومات إضافية قد لا تكون موجودة أو دقيقة ولكنه الأكثر استخدامًا في تقويم الاعتمادية لأنظمة النقل والتوزيع.

إن أول خطوة من خطوات استنباط معاملات الاعتمادية المذكورة آنفاً هو إيجاد نموذجين أساسيين لهذه العملية وهما؛ نموذج السعة (capacity model) وهو جدول يحتوي على كل الحالات السعوية (capacity states) للنظام الكهربائي سواءً أكان معزولاً أم مرتبطاً بنظام آخر ويعرف بـ «جدول احتمال خروج السعات ,capacity outage probability table COPT » ونموذج الحمل (load model) . وقد طورت أساليب عدة لإيجاد هذين النموذجين، فبالنسبة لنموذج السعة فإن هناك عدة طرق لإيجاده تختلف في دقتها: النموذج الدقيق (exact model) إذا كان النظام الكهربائي صغيراً أو النموذج التقريبي (approximate model) إذا كان النظام الكهربائي كبيراً، أما نموذج الحمل فهناك العديد من نماذج الأحمال المعروفة ولعل أبسطها وأكثرها استخداماً هما منحنى تغير الأحمال اليومية القصوى «daily peak load variation curve, DPLVC » في حالة الأحمال اليومية القصوى ويستخدم في تقويم الاعتمادية لتحديد هامش الاحتياطي المقرر للنظام الكهربائي والآخر هو منحنى أمد الحمل «load duration curve, LDC » في حالة أحمال الساعة القصوى ويستخدم في تقويم الاعتمادية لمعرفة حجم الطاقة المستهلكة (الملحق C يوضح طريقة لكيفية اشتقاق تلك المعاملات).

استعراض لدراسات أجريت في مجال الربط الكهربائي

توجد دراسات عنيت بربط الأنظمة الكهربائية منها [٤] التي قامت بتطوير واستخدام نموذج كان الأول من نوعه لحساب الفوائد المتوخّاه من عملية الربط الكهربائي بين الأنظمة ولكن هناك بعض القصور في الفرضيات التي بني على أساسها ذلك النموذج والمتعلقة بالفوائد المتبادلة بين الأنظمة المترابطة. كذلك قام Cook *et al.* [٥] بتطبيق الـ LOLE في ربط نظامين مستخدمًا طريقة الاحتمالية الثنائية probabilistic two-array method وهي مناسبة لنظامين صغيرين، ولذلك قام Billinton *et al.* [٦] بتطويرها حيث اعتبروا أن حجم السعة المتاحة من أي نظام كهربائي هي ما أسموه بـ «وحدة المساعدة المكافئة equivalent assisting unit, EAU » لكي تأخذ في الاعتبار أنظمة متعددة ولكنها

تعامل كل نظامين على أنهما مرتبطان بخط نقل واحد. وفي هذا البحث تم استخدام طريقة الـ EAU ولكن بعد أن تم تطويرها لكي تأخذ في الاعتبار أنظمة متعددة وعلى عدة خطوط نقل في آنٍ واحد.

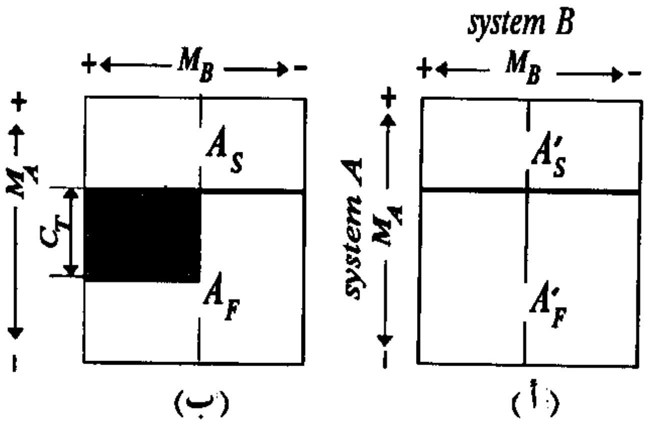
نظامان مرتبطان مع استقلالية الأحمال

في هذا القسم من البحث سيتم نقاش وضع نظامين مرتبطين هما؛ A و B وكل له وحدات توليد عاملة وأحمال قائمة، مع اعتبار الافتراضين الآتيين:

١ ـ كل نظام سيسهم باحتياطيه العامل لمساعدة النظام الآخر.

٢ ـ كل نظام سيساعد الآخر فقط في حالة توافر الاحتياطي لديه.

إن ما ذكر في الفقرتين أعلاه هو ما يوضحه الشكل (١) حيث إن الفرق بين A (النظامان غير مرتبطين) و B (النظامان مرتبطان) هو وجود مزيد من الاحتياطي لدى النظام A بفعل السعة C_T المنقولة له من النظامB بوساطة خط الربط بينهما (tieline) مما يقلل من فرص العجز لدى النظام A ويمكنه من مجابهة أحماله القائمة بكفاية واعتمادية أفضل مما لو كان معزولاً.



شكل ١ . مجالات النجاح والفشل للنظام A

(ا) بدون ربط (ب) ربط بسعة C_T

الزيادة في مجال النجاح تبعًا للربط.

الفشل العشوائي في الأنظمة واستخدام الاحتمالية لذلك

يتّسم فشل الأنظمة الكهربائية بالعشوائية إذ قد يحدث هذا الفشل في أي وقت من الأوقات أو تحت أية ظروف تتصل بالتصميم أو التشغيل أو الصيانة، ولذلك فلا بد من معالجتها بطرق الاحتمالية [٧]. فلنفترض مثلاً أن هناك نظامين كهربائيين مرتبطين هما A و B ، ولإبراز تأثير الربط على النظام A فإن شكل (١) يُظهر مجالات النجاح A_s و A_s ومجالات الفشل A_F و A_F للنظام A فقط. ولنأخذ حالة واحدة هي ij مثلاً فإن احتماليتها هي :

$$P_{ij} = P_{Ai}P_{Bj} \tag{1}$$

إن هامش الاحتياطي (reserve margin, M) لنظام A في هذه الحالة هو M_{Aij} ويمكن تقديره كما يلي :

$$M_{Aij} = M_{Ai} + h_{Bj} \tag{2}$$

حيث إن أقصى مساعدة (h) متاحة بوساطة النظام B هي كما يلي :

$$h_{Bj} = \begin{cases} C_T & \text{if} \quad M_{Bj} > C_T \\ M_{Bj} & \text{if} \quad 0 \le M_{Bj} \le C_T \\ 0 & \text{if} \quad M_{Bj} < 0 \end{cases} \tag{3}$$

والمعادلة (3) صحيحة فقط عندما يكون النظامان مرتبطين. إذ إنه بدون الربط فإن $h_{Bj} = O$ و $M_{Aij} = M_{Aj}$. ومن الملاحظ أن h_{Bj} لا يمكن أن تكون سالبة أما M_{Ai} و M_{Aij} فإن من الممكن أن يكونا سالبين. إن مقدار المساعدة المتاحة من النظام B كما تبين المعادلة (3) ينطبق مع الافتراض (ب) المذكور سالفاً في العنوان السابق من هذا البحث. إن التقدير الوارد في المعادلات يجب أن يحسب ليس لمحدودية خط الربط فحسب بل لفشل الخط ذاته. فلنفترض أن احتمالية وجود خط الربط هو P_T وعدم وجوده هو Q_T فإن احتمالية الفشل (P_{AF}) للنظام A تصبح كما يلي :

$$P_{AF} = p_T \sum_{A_F} p_{ij} + q_T \sum_{A_F} p_{ij} \tag{4}$$

ولكي نتمكن من إيجاد معادلة لمعرفة تكرار الفشل في النظام A فلا بد من التسليم بأن حالات الفشل تحدث تبعًا للأسباب المحتملة التالية:

١ ـ مع افتراض أن خط الربط كان عاملًا، فإن النظام A يكون فاشلًا إذا لم يكن لديه هامش الاحتياطي الكافي للإمداد (بسبب خروج وحدات توليد من الخدمة أو زيادة مفاجئة في الأحمال القائمة).

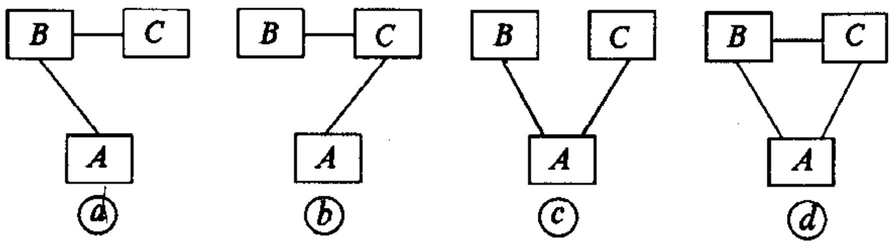
٢ ـ مع افتراض أن خط الربط كان عاملًا، فإن النظام A سيفشل أيضًا إذا سبق أن تلقى مساعدة من النظام B ثم حدث فشل مفاجىء في النظام B جعل من الضروري أن يقلص مساعدته للنظام A إلى الحد الذي يجعله (أي النظام A) لا يستطيع أن يجابه أحماله القائمة.

٣ ـ فشل خط الربط بين النظامين في حالة تلقي النظام A مساعدة من النظام B.

٤ ـ إذا كان خط الربط خارج الخدمة (معطلًا) فإن النظام A سيفشل عندما تخرج منه وحدات عاملة تسبب عجزًا في التوليد أو تكون هناك زيادة طارئة في الأحمال مما ينجم عنه تجاوز الأحمال القائمة قدرة التوليد المتاحة في النظام.

عملية الربط بين الأنظمة الكهربائية

إن تقويم الاعتمادية لعدة أنظمة كهربائية مترابطة يعتمد أساسًا على طريقة الربط [٨] وحجم الطاقة المتبادلة [٩] والتوقيت الزمني لحدوث الأحمال الذروية [١٠] وعلى طبيعة الاتفاقيات المعقودة بينها وعلى الأفضلية بين الأنظمة ذاتها لمساعدة بعضها البعض [١١]. ولعل الشكل التالي (شكل ٢) يبين على سبيل المثال كيفية الربط بين ثلاثة أنظمة.



شكل ٢. أنواع الربط لثلاثة أنظمة مرتبطة.

إن الدراسة العملية والتي سيجرى فيها تطبيق الطرق والأساليب المذكورة في هذا البحث ستعتبر أن الأحمال القائمة لدى كل نظام مستقلة تمامًا وكل نظام له قدراته السعوية. لذا فإن كل نظام (A, B, C) سيمثل بحالاته السعوية (i, j, k) في هامش الاحتياطي (M_{Ai}, M_{Bj}, M_{Ck}) مع احتماليته المرتبطة (P_{Bj}, P_{Ck}, P_{Ai}) لذا فإن الاندماج بين تلك الحالات يكون ذا أبعاد ثلاثة وتكون الاحتمالية P_{ijk} لحالة الاندماج ijk كما يلي:

$$P_{ijk} = P_{Ai} P_{Bj} P_{Ck} \tag{5}$$

ويكون التعبير عن هامش الاحتياطي للنظام A (M_{Aijk}) والمرتبط بالحالة ijk بالمعادلة التالية:

$$M_{Aijk} = M_{Ai} + h_{Bj} + h_{Ck} \tag{6}$$

حيث إن h_{Bj} هي أقصى مساعدة يمكن للنظام B أن يمدها في حالة j وكذلك h_{Ck} أقصى مساعدة من النظام C في حالة K . إن قيم كل من h_{Bj} و h_{Ck} من الممكن إيجادها حسب الطريقة الموضحة في المعادلة (٣). إن الافتراض في المعادلة السابقة يدل ضمنيًا على أنه في حالة أن $h_{Bj} > 0$ مثلاً وكلا النظامين A و C في حالة عجز فإن المساعدة المطلوبة للنظام A لها الأفضلية دون النظام C ؛ أي أن الاحتياطي المتاح في النظام B سيوجه لتغطية العجز في النظام A أولاً . إن كل خط نقل من المحتمل أن يتعرض لفشل وفي هذه الحالة فإن بعض المساعدة للنظام A ستكون غير متاحة، لذا تصبح $h_{Bj} = 0$ إذا كان الخط AB (الخط الناقل بين النظامين A و B) خارج الخدمة وكذلك $h_{Ck} = 0$ عندما يفشل خط النقل AC . فلو افترضنا أن P_{AB} هي احتمالية خدمة الخط AB و P_{AC} هي احتمالية خدمة الخط AC ؛ كذلك لنفترض أن Q_{AB} و Q_{AC} هما احتمالية فشل الخطين AB و AC على الترتيب؛ لذلك فإن الجدول الآتي يبين كل الحالات الممكنة لخطوط النقل.

Tie AB	Tie AB	Probability	M_{Aijk}	failure states of A
up	up	$P_{AB} P_{AC}$	$M_{AI} + H_{BJ} + h_{Ck}$	A_F
down	up	$q_{AB} P_{AC}$	$M_{Ai} + h_{Ck}$	A_{FB}
up	down	$P_{AB} q_{AC}$	$M_{Ai} + h_{Bj}$	A_{FC}
down	down	$q_{AB} q_{AC}$	M_{Ai}	A_{FBC}

من الجدول السابق ومن العرض السالف ذكره، يكون من السهل الآن إيجاد احتمالية الفشل للنظام A وهي P_{AF} كما يلي في المعادلة التالية:

$$P_{AF} = p_{AB}p_{AC}\sum_{A_F} p_{ijk} + q_{AB}p_{AC}\sum_{A_{FB}} p_{ijk} + p_{AB}q_{AC}\sum_{A_{FC}} p_{ijk} + q_{AB}q_{AC}\sum_{A_{FBC}} p_{ijk} \qquad (7)$$

ولهذا الغرض فقد تّم تطوير برنامج حاسوب لنمذجة ومحاكاة الأساليب الآنف ذكرها (موجود في IBM جامعة الملك سعود). والشكل (٣) يوضح العمليات الرئيسية لهذا البرنامج المطور:

ويمكن بإيجاز وصف العمليات التي يقوم البرنامج بتنفيذها كما يلي:

١ـ تحديد المعلومات الخاصة بالأنظمة الكهربائية تحت الدراسة SS .

٢ـ بناء جدول احتمال خروج السعات COPT لكل نظام تحت الدراسة وذلك باستخدام نظريات الاحتمالية.

٣ـ دمج الـ COPT مع منحنيات أمد الحمل LDC و DPLVC لكل نظام على حدة.

٤ـ تحديد الهوامش margins التي يعتبر فيها النظام معرضًا لخطر فقد الحمل (أي عندما يتجاوز الحمل القائم L سعة النظام العاملة C).

٥ـ اختيار الأنظمة وإجراء الدراسة الخاصة بها قبل عمية الربط.

٦ـ تقويم معاملات الاعتمادية (LOLE, EDNS, EENS, EIR) وحساب التكاليف لكل نظام وهو في حالته المعزولة للفترة التي تم تحديدها في الخطوة (١).

٧ـ تكرار الخطوة (٢) للأنظمة بعد الربط بينها باستخدام الـ EAU .

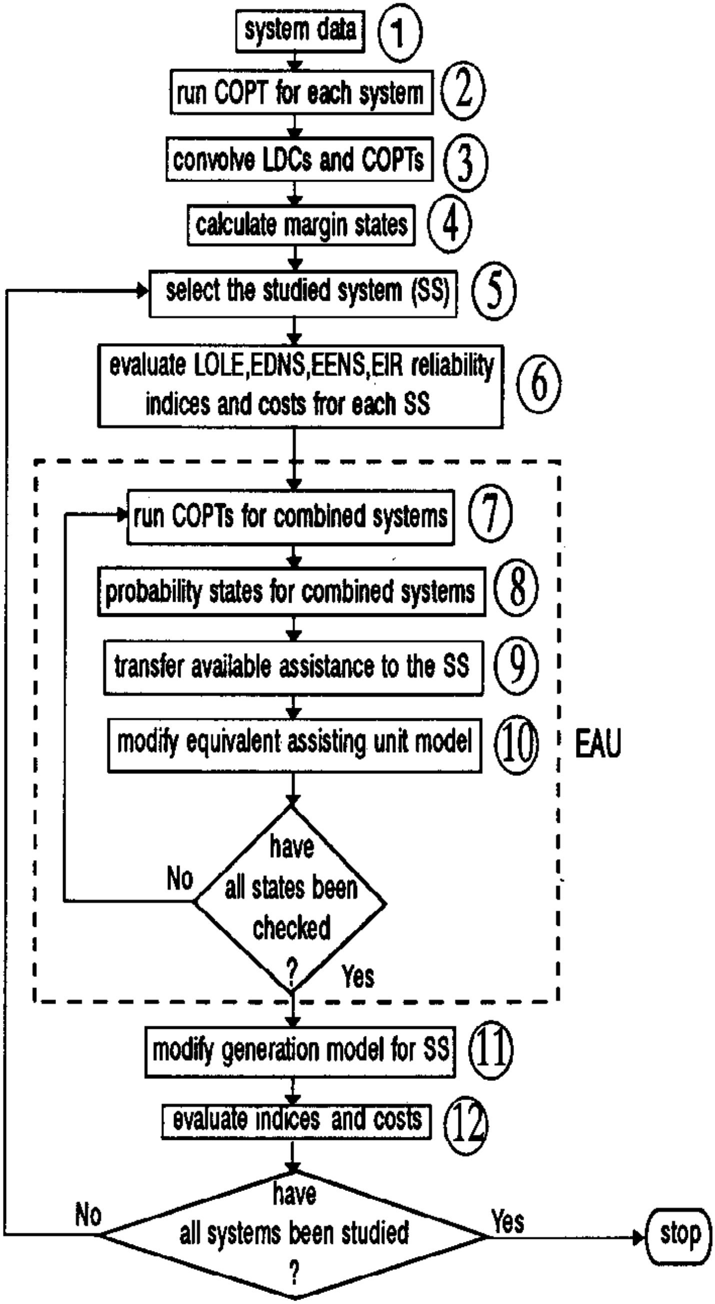
٨ـ إيجاد الحالات الاحتمالية للأنظمة بعد عملية الربط بينها.

٩ـ تحويل السعة الفائضة لدى أي نظام وبقدر ما يسمح به خط النقل C_T إلى النظام الآخر تحت الدراسة في حالة حاجته إلى ذلك نتيجة فشل قسري ومني به (forced outage) .

١٠ـ تكييف وحدة المساعدة المكافئة في جدول الـ COPT .

١١ ـ تكييف سعة التوليد للنظام تحت الدراسة مع التغير الذي طرأ بعد تعويض سعته المفقودة.

١٢ـ تكرار الخطوة (٦) لجميع الأنظمة بعد عملية الربط.



شكل ٣. الخطوات المتّبعة لنمذجة ومحاكاة الأساليب الحاسوبية في الطريقة المقترحة بالبحث

تطبيق الأساليب المطورة على أنظمة حقيقية

إن الأساليب والنماذج الآنف ذكرها قد تم التأكد من سلامتها ودقة نتائجها وبعد ذلك جرى تطبيقها عمليًا على ثلاثة أنظمة كهربائية تخدم ثلاث مدن في المنطقة الشمالية من المملكة العربية السعودية وهي حائل والجوف وتبوك (جرى توضيح خصائصها في الملحق A (Appendix A) ، وهذه المدن تتميز بكثافتها السكانية العالية في تلك المنطقة كما يوجد بها الكثير من المشاريع الحكومية؛ الزراعية والصناعية. وتبعًا لذلك فمن المتوقع ازدياد حجم الأحمال الكهربائية في المستقبل. ويوجد بها أيضًا أنظمة كهربائية صغيرة تخدم بعض القرى والهجر المتباعدة التي لا ترتبط بتلك الأنظمة. والأنظمة الكهربائية في المنطقة الشمالية لم تتوحد بعد على غرار المناطق الأخرى بالمملكة والتي تعرف الآن بالشركات السعودية الموحدة للكهرباء (SCECOs) . وفي الوقت الراهن تقوم المؤسسة العامة للكهرباء بالهيمنة على تلك الأنظمة تخطيطًا وتمويلاً وإشرافاً. ولكن يبدو أن التوجه السائد في الوقت الحاضر هو أن يشرع في دمج وربط تلك الأنظمة وتحويلها إلى شركة موحدة أسوة بالموحدات في المناطق الأخرى. وفي هذا البحث تم عمل دراسة على مدى السنوات العشر القادمة (١٩٩٤-٢٠٠٤) للأنظمة الكهربائية الثلاثة لتحديد مستويات الاعتمادية بها وتحديد توقيت الإضافة وتعزيز القدرات لكل نظام قبل وبعد عملية الربط بينها وذلك بغية تحري المزايا الفنية والاقتصادية لربط الأنظمة الكهربائية، كذلك أجريت دراسة لتحديد أفضل مستويات الاعتمادية عند تخطيط تلك الأنظمة كما هو مبين في الأقسام التالية.

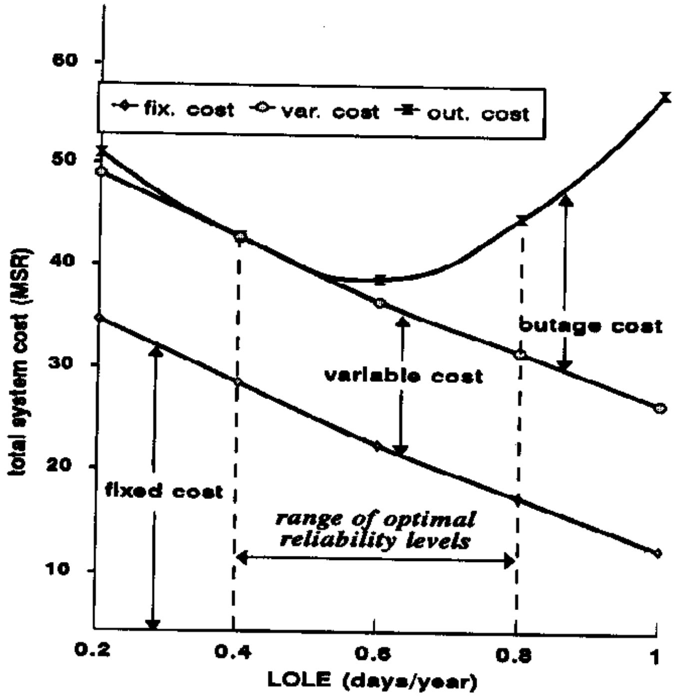
تحري المستوى الأمثل للاعتمادية للأنظمة الكهربائية

إن من الأهمية بمكان في تخطيط أنظمة القوى الكهربائية إجراء دراسات مثل [١٢، ١٣] لتحليل حساسية (sensitivity analysis) النظم إزاء بعض التغيرات التي قد تطرأ عليها وتؤثر في أدائها نتيجة تقادم عمرها الافتراضي وتغير الظروف الاقتصادية وأنماط الاستهلاك ولعل من أهمها تحري وتحديد مستويات الاعتمادية المطلوبة للأنظمة الكهربائية بحيث تضمن تدفقا ثابتًا ومستمرًا لإمداد الطاقة الكهربائية من جهة وتقليل تكاليف إنتاجها بالنسبة لجهتي الإمداد والطلب من جهة أخرى. لذا أجريت دراسة لتحري مستوى الاعتمادية (LOLE) المطلوب للنظام الكهربائي بحائل، ولذا تم استخدام المعلومات الخاصة بهذا النظام والمدونة بالملحق

(A) وكـذلـك المفاهيم الاقتصادية الوارد ذكرها في الملحق (B) ومعيار الاعتمادية المبين في الملحق (C) . ولقـد تم في هذه الـدراسة التحليلية تبني إضافة وحدات جديدة ـ عندما تستدعي مستويات الاعتمادية ذلك ـ وهي من الحجم العامل حاليًا في النظام الكهربائي بحائل (68 MW) . وللوصول إلى المستوى الأمثل للاعتمادية تمت مواءمة تكاليف النظام (SC) بتكاليف انقطاعات الخدمة الكهربائية (OC) . وتمثل تكاليف النظام : التكايف الثابتة والمرتبطة بإنشاء محطات التوليد والتكاليف المتغيرة والمتعلقة بإنتاج الطاقة الكهربائية. أما تكـاليف الانقـطاعات فتمثل التكاليف والخسائر التي يمنى بها المستهلكون عادة عندما تتوقف الطاقة نتيجة عجز في التوليد. إن مجموع تلك التكاليف (TSC) يمثل جملة التكاليف التي يتحملها المستهلك لقاء إمداده بالطاقة الكهربائية ضمن مستويات محددة للاعتمادية.
وبتـطبيق هذه الأسـاليب على النظام الكهربائي بحائل لمعرفة كيفية تغير تلك التكاليف الكلية مع مستـويات الاعتـمادية ومن ثم الـوصـول إلى المستوى الأمثل الذي يحقق أقل التكـاليف فقد كانت النتيجة هي ما يبرزها الشكل (٤) حيث يبدو واضحًا أن تكاليف النظام تزداد كلما ازداد مستوى الاعتمادية نظرًا لما يتطلبه ذلك من توفير معدات واستثمارات إضافية بينما تتناقص تكاليف الانقطاعات عندما تتحسن الاعتمادية وتزداد كفاية النظام.
أما مستوى الاعتمادية الأمثل فيبدو من الشكل أنه يتراوح بين (0.4-0.8 dayslyear) . وليكن من المعلوم أن تعزيز قدرات النظام الكهربائي بإضافة وحدات توليد جديدة قد لا يكون المطلب الوحيد والكافي الـذي يمكن استخدامه لمجابهة الأحمال الكهربائية والوصول إلى مستويات الاعتمادية المطلوبة، لذا فإن من الأفضل ـ كلما أمكن ذلك ـ أن يتم تحسين أداء الوحدات بِسَنّ الأسس والحـوافـز لترشيد نمط الاستهـلاك (consumption diversification) وإدارة الأحمال (load management) بغية تحسين معامل الحمل (load factor) للنظام الكهربائي وبـذا يتحسن أداء الـوحـدات وتـزداد فاعليتهـا وقدرتها في مجابهة الأحمال والمحافظة على مستويات الاعتمادية المطلوبة وبخاصة في الأنظمة المترابطة [١٤].

المزايا الفنية لربط الأنظمة الكهربائية

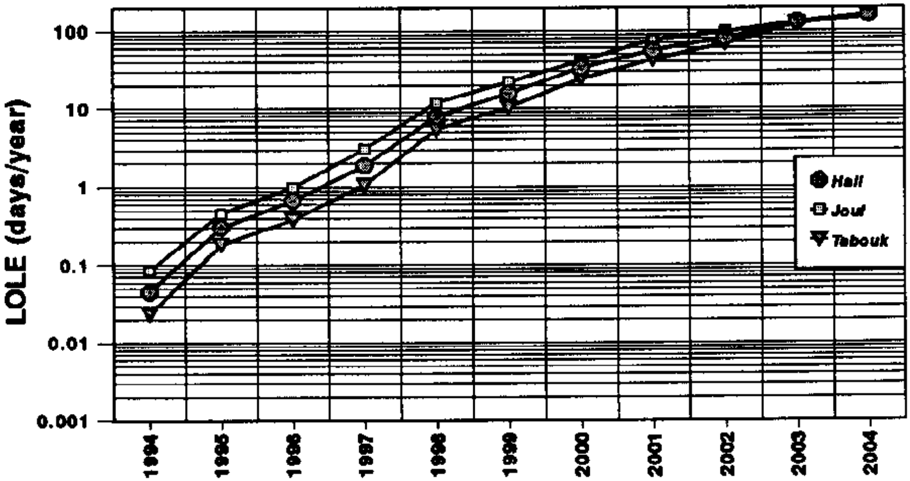
إن الهدف من هذه الدراسة هو تحديد مستويات الاعتمادية لكل نظام على حدة نتيجة لنمو الأحمال على مدى السنوات العشر القادمة (مع افتراض عدم إضافة وحدات جديدة



شكل ٤ . تغير اعتمادية النظام مع التكاليف.

للنظام) وتغيُّر (تردي) مستويات الاعتمادية تبعًا لذلك وتحديد وقت تجاوزها للمستوى المقرر ومن ثم تقرير ما إذا كان هناك حاجة لزيادة قدرات التوليد أم يتم ربط النظام بنظام كهربائي آخر.

ونتيجة للدراسة التي أجريت على الأنظمة الثلاثة لتحري مستويات الاعتمادية لها قبل وبعد عملية الربط فقد جرى تطبيق معيار توقع فَقْد الحمل LOLE ودونت النتائج في شكل (٥) حيث يبين تغير مستويات الاعتمادية خلال السنوات العشر القادمة (١٩٩٤-٢٠٠٤)، ويبدو واضحًا من الشكل أنه لو كان مستوى الاعتمادية المطلوب هو نصف يوم في السنة 0.5) (dayslyear فإن هذا المستوى سيتم تجاوزه في عام ١٩٩٦م بالنسبة لنظامي الجوف وحائل وعام ١٩٩٧م بالنسبة لنظام تبوك وأصبح من المحتم إضافة وحدات لتحسين الاعتمادية وتقليص هامش الخطورة (risk margin) حتى لا يكون النظام عرضة للفشل ومن ثم



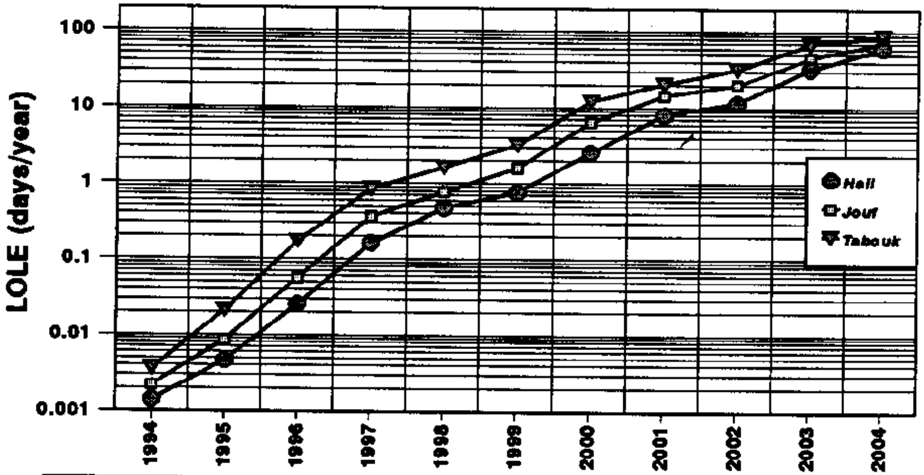
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hail	0.0456	0.3046	0.6674	1.8673	7.8121	15.732	33.411	55.726	80.321	130.53	160.52
Jouf	0.0854	0.4563	0.9864	3.0233	11.916	22.153	41.065	75.761	97.724	128.53	157.74
Tabouk	0.0236	0.1821	0.3824	1.0634	5.4252	10.412	24.224	42.527	68.461	124.67	152.77

years

شكل ٥. مستويات الخطورة للأنظمة قبل عملية الربط.

لانقطاعات الخدمة. وعند التفكير بربط الأنظمة فقد جرت دراسة الاعتمادية للأنظمة ذاتها بعد ترابطها، وكانت نتيجتها ما يتضح في الشكل (٦) حيث تحسنت مستويات الاعتمادية بعد عملية الربط إذ إنه بالنظر إلى الشكل والجدول المصاحب له فإن من الملاحظ أن النظام الكهربائي بحائل سيستفيد من عملية الربط إذ لن يتجاوز مستوى الخطورة إلا في عام ١٩٩٩ بينما يكون في النظام الكهربائي في الجوف في عام ١٩٩٨ والنظام الكهربائي في تبوك في عام ١٩٩٧م.

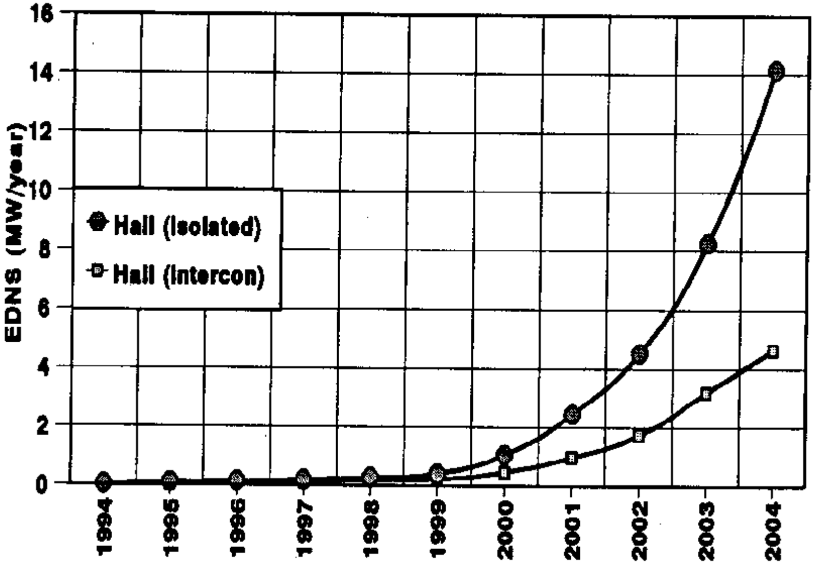
ولتأكيد وإبراز مزايا الربط بين الأنظمة الكهربائية في تحسين الاعتمادية ومقارنتها بحال الأنظمة المعزولة فقد جرى دراسة تأثير الربط على معايير أخرى للاعتمادية والتي تم ذكرها في القسم الثاني من هذا البحث، ولقد تم اختيار النظام الكهربائي بحائل لأنه يمثل المدينة الأكبر بين مدن المنطقة الشمالية لإجراء هذه الدراسة واستقصاء آثار الربط ومزاياه في تحسن الاعتمادية، فقد استعمل معيار الـ EDNS وقد بينت الدراسة ـ كما يبرزها شكل (٧) ـ كيف تحسن أداء النظام الكهربائي وتقلصت كمية الأحمال المفقودة بعد عملية الربط.



Hail	0.0014	0.0048	0.0254	0.1821	0.4742	0.7831	2.5825	6.0627	11.847	32.848	60.757
Jouf	0.00221	0.00856	0.05612	0.36361	0.77472	1.58427	6.45283	14.3342	19.8715	45.5537	71.8528
Tabouk	0.0036	0.02112	0.17221	0.84242	1.63173	3.21121	12.2224	20.3215	31.8523	68.6422	87.7716

years

شكل ٦ . مستويات الخطورة للأنظمة بعد عملية الربط.

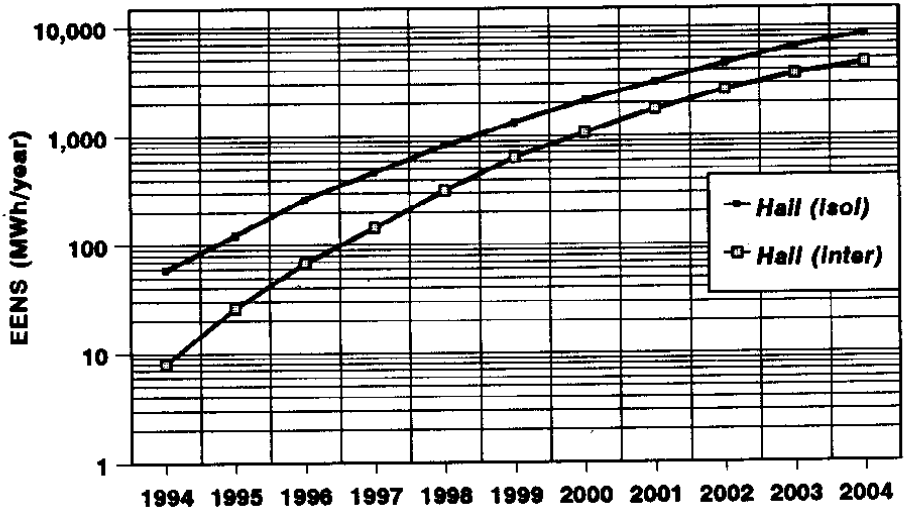


Hail (Isolated)	0.04	0.12	0.15	0.19	0.28	0.42	1.06	2.44	4.53	8.27	14.14
Hail (Intercon)	0.01	0.02	0.09	0.11	0.19	0.23	0.46	0.96	1.73	3.17	4.64

years

شكل ٧ . توقع عدم إتاحة الحمل قبل عملية الربط وبعدها لنظام حائل.

كذلك أجريت دراسة أخرى باستعمال معيار الـ EENS حيث بين الشكل (٨) الفارق بين حالتي النظام الكهربائي قبل وبعد الربط حيث تم بعد عملية الربط تعويض الطاقة المفقودة في النظام نتيجة الأعطال الطارئة والفشل القسري. كذلك استعمل معيار الـ EIR وهو مؤشر للطاقة المفقودة ويمكن استخدامه في التخطيط للأنظمة الكهربائية، وكانت النتيجة الشكل (٩) والذي يظهر كيف بدأ هذا المؤشر نحو الأفضل بعد عملية الربط.



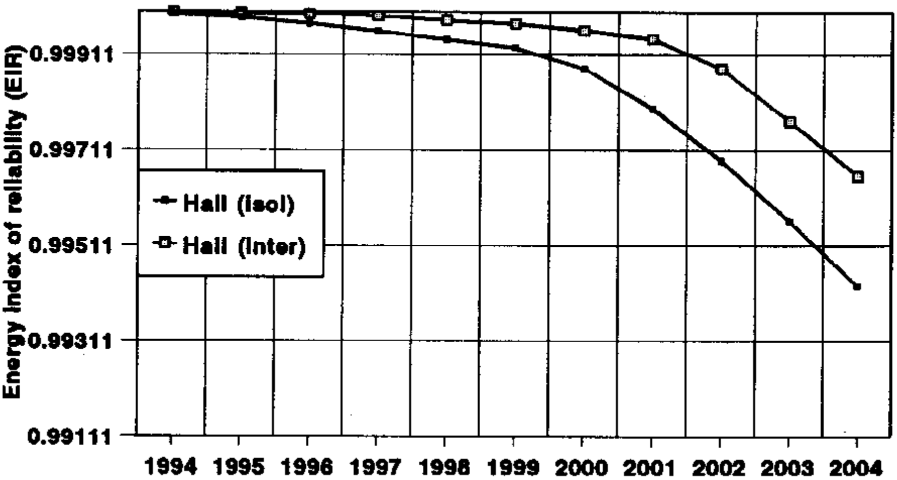
Hall (Isol)	59	123	265	467	817	1,318	2,100	3,100	4,561	6,574	8,523
Hall (Inter)	8	26	68	145	317	640	1,070	1,747	2,641	3,653	4,621

Years

شكل ٨ . توقع عدم إتاحة الطاقة قبل عملية الربط وبعدها لنظام حائل.

المزايا الاقتصادية لربط الأنظمة الكهربائية

لتحري المزايا الاقتصادية للربط الكهربائي لأنظمة القوى فقد أجريت دراسة تحليلية لفترة عشر سنوات قادمة (١٩٩٤-٢٠٠٤) لتقويم التكاليف قبل وبعد ربط الأنظمة الكهربائية الثلاثة المعنية في هذا البحث. ولقد تم تحديد معيار الـ LOLE للأنظمة الثلاثة على أساس 0.5 dayslyear ليكون ثابتًا طوال فترة التخطيط. لقد عنيت الدراسة بتحديد السنة التي يسوء فيها مستوى الاعتمادية (أي يتجاوز الحد المقرر) نتيجة لنمو الأحمال

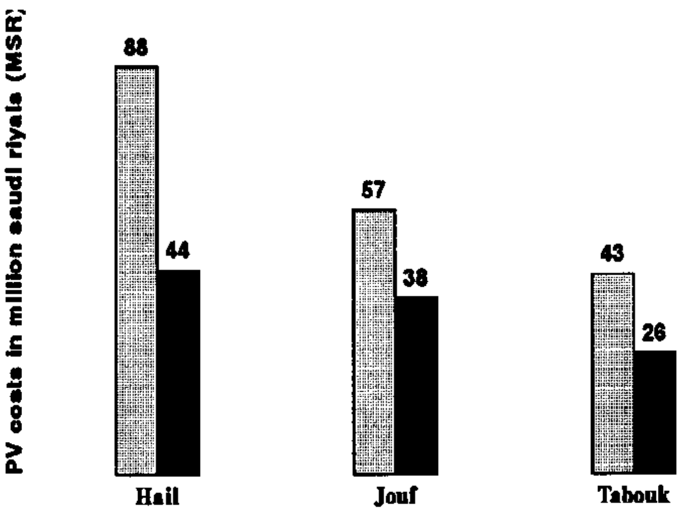


Hall (isol)	0.9999	0.9998	0.9997	0.9995	0.9994	0.9992	0.9988	0.9979	0.9968	0.9956	0.9942
Hall (inter)	0.9999	0.9999	0.9999	0.9996	0.9998	0.9997	0.9996	0.9994	0.9988	0.9977	0.9965

Years

شكل ٩ . معامل اعتمادية الطاقة قبل عملية الربط وبعدها لنظام حائل.

المستقبلية، ولتحسين مستوى الاعتمادية وإبقائه ضمن الحد المطلوب فلابد عندئذ إما أن تضاف وحدات جديدة لكل نظام على حدة (أي في حالته معزولاً) أو ربطه بنظام آخر بعد تعزيزه (أي النظام الآخر) بوحدات جديدة، ولتقويم تكاليف إضافة الوحدات قبل وبعد عملية الربط فقد تم استخدام الأساليب الموضحة في الملحق (Appendix B) . وفي هذه الدراسة تم اختيار سعة الوحدات المخطط إضافتها ٦٨ ميجاوات وهي تساوي حجم الوحدات العاملة بنظام حائل حيث إنها الأكبر حجمًا والأكثر كفاءة من الوحدات العاملة في نظامي الجوف وتبوك. وكانت النتيجة هو ما يبرزه الشكل (١٠) حيث يبدو واضحًا من الشكل أن كل نظام سيستفيد من عملية الربط وذلك بالتوفير في التكاليف الرأسمالية والتشغيلية لوحدات التوليد ويمكن تقدير ذلك بـ ٥٠٪ و ٣٩٪ و ٣٣٪ لحائل والجوف وتبوك على الترتيب، هذا بالإضافة إلى التحسن في مستويات الاعتمادية كما ذكر في التحليل الذي تم استعراضه في الفقرة الثانية السابقة.



units (isol)	2	4	3
cost (isol)	88	57	43
units (inter)	1	2	1
cost (inter)	44	38	26

شكل ١٠ . تكاليف الأنظمة المعزولة والمترابطة

	حائل	الجوف	تبوك
التكاليف الثابتة للوحدات المضافة (ريال سعودي / كيلووات) =	٢٥٠٠	٢١٠٠	٢٢٠٠
التكاليف المتغيّرة للوحدات المضافة (ريال سعودي / كيلووات ساعة) =	٠,١٣	٠,٠١٥	٠,١٤
معدّل التضخم (٪) =	٤		
معدّل الريع (٪) =	٥		

الخاتمـــة

في هذا البحث تم تطوير أساليب احتمالية ومعايير اعتمادية حديثة لتوائم طبيعة المنظومة الكهربائية حيث تتعرض للفشل العشوائي غير المتوقع مما يقلل من مستوى الاعتمادية لها ويزيد من فرص انقطاعات الخدمة بها. ولتأكيد سلامة الأساليب المطورة من جهة وقيمة هذه الدراسة من جهة أخرى فقد جرى تطبيقها على أنظمة كهربائية حديثة أنشئت في منطقة تشهد نموًا متسارعًا يدرس من واقعه دمج وربط تلك الأنظمة. لقد تم في

هذه الـدراسـة تحري مزايا وفوائد الربط الكهربائي في تحسين الاعتمادية الكلية للأنظمة لضمان مجابهة الأحمال الحاضرة والمستقبلية وكذلك خفض احتياطياتها العاملة مع الحفاظ على مستويات الاعتمادية المطلوبة. وفي هذا البحث تم تطوير أسلوب «وحدة المساعدة المكافئة EAU » ليوائم الأنظمة الكبيرة من جهة ويحافظ على كفاءة العلميات الحسابية ودقتها من جهة أخرى.

Appendix B: Power system costs

Table (A-1). Data of the thr ee major power systems in the North Region

Power system	No of units	Capacity (MW)	Inst cap (MW)	FOR %	PL (MW)
Jouf	5	25	125	2	75
Tabouk	7	35	245	3	110
Hail	5	68	340	5	136
Tieline	-	136	-	4	-

Table (A-1). Data of the thr ee major power systems in the North Region

Jouf	75, 82, 90, 97, 105, 112,120,127, 135, 142, 150
Tabouk	110, 120, 131, 142, 155, 166, 179, 191, 204, 217, 230
Hail	136, 149, 163, 176, 190, 204, 217, 231, 244, 258, 272

* تم الحصول على المعلومات المدونة بالجدولين أعلاه باتصال شخصي مع المؤسسة العامة للكهرباء بالرياض.

Appendix B: Power System Costs

يمكن حساب القيمة الآنية (Present Value, PV) لتكاليف النظام الكهربائي خلال فترة التخطيط كما يلي:

١ ـ التكاليف الثابتة fixed cost, FC

$$FC_T = \sum_t \sum_k \left[CC_k \ \ CAP_k \ \ NU_k + FOM_k \ \ CAP_k \right] \left(\frac{1+f}{1+i} \right)^t$$

٢ ـ التكاليف المتغيّرة variable cost, VC

$$VC_T = \sum_t \sum_k \left[FC_k + VOM_k \right] \left(\frac{1+f}{1+i} \right)$$

٣ ـ تكاليف النظام system costs, SC

$$SC_T = FC_T + VC_T$$

٤ ـ تكاليف الانقطاعات الكهربائية outages cost, OC

$$OC_T = \sum_t EENS_t \cdot \ (SR / kWh) \left(\frac{1+f}{1+i} \right)$$

حيث إن:

CC_k التكاليف الرأسمالية capital cost (SR/kW) للوحدة من نوع k

CAP_k السعة capacity (kW) للوحدة من نوع k

NU_k عدد الوحدات number of units من نوع k

FOM_k تكاليف التشغيل والصيانة الثابتة fixed operation & maintenance للوحدة من نوع k

FC_k تكاليف الوقود fuel cost للوحدة من نوع k

VOM_k تكاليف التشغيل والصيانة المتغيرة variable operation & maintenance للوحدة من نوع k f معدل التضخم inflation rate

i معدل الفائدة interest rate

t الوقت time (سنة)

T مجمل سنوات التخطيط للفترة المعتبرة

Appendix C: Energy Production and Reliability Indices

يمكن إيجاد الطاقة المنتجة بوساطة وحدات التوليد العاملة بالنظام الكهربائي بطرق متعددة منها [١٥] دمج منحنى أمد الحمل المحوَّر modified load duration curve, MLDC مع سعة الوحدة (unit capacity, C) ثم حساب المساحة المحصورة بين النقطتين a و b والمبينة على الشكل (C-1) . وباستخدام المعادلة التالية يمكن إيجاد الطاقة المنتجة E_n بوساطة كل وحدة كما يلي:

$$E_n = P_n \int_{a_n}^{b_n} MLDC_{n-1}(P_L)dP_L$$

حيث إنّ

$$a_n = \sum_{i=1}^{n-1} C_i \quad ; \quad b_n = \sum_{i=1}^{n} C_i$$

E_n الطاقة المنتجة بوساطة الوحدة n^{th}

P_n احتمالية فشل الوحدة n^{th}

P_L حمل النظام القائم.

والمنحنى المحوَّر (MLDC) يمكن إيجاده من المعادلة التالية:

$$MLDC_n(P_L) = P_n MLDC_{n-1}) \ \ MLDC_{n-1}(P_L - C_N)$$

وبعد أن يتم إيجاد الطاقة الكلية المنتجة بوساطة جميع الوحدات العاملة بالنظام فإن الشكل الأخير للمنحنى يبرز حقائق مهمة عن النظام وهي المعروفة بمعايير الاعتمادية لأنظمة القوى

الكهـربائية، فمثلاً الجزء المتبقي من تلك المساحة والتي تتجاوز سعة النظام تمثل حجم الطلب غير المتاح expected demand not served, EDNS كما أن الزمن المعرَّف بـ T^* هو ما يعرف باحتمال فقد الحمل loss of load expectation, LOLE كذلك يمكن من المنحنى إيجاد الطاقة غير المتاحة أو المفقودة (EENS) نتيجة عجز التوليد من المعادلة التالية:

$$EENS = \int_{b_n}^{\infty} MLDC(P_L)dP_L$$

كما أن هناك معيارًا آخر للاعتمادية بدأ استخدامه حديثا يعرف بـ معامل اعتمادية الطاقة energy index of reliablity, EIR ويمكن اشتقاقه من المعادلة السـالفة كما يلي:

$$EIR = 1 - \frac{EENS}{ENERGY}$$

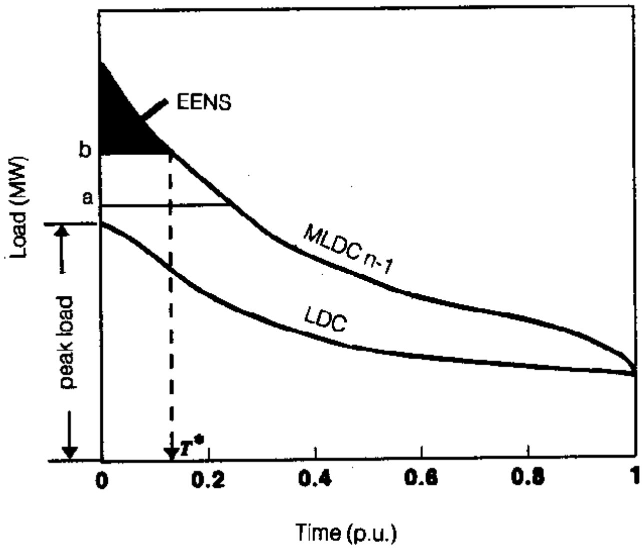


Fig. C-1. LDC and MLDC.

References

[١] Billinton, R. and Allan, R. N. "Reliability Evaluation of Power Systems." New York: Plenum Press, 1984.

[٢] Billinton, R. and Allan, R. N. "*Reliability Evaluation of Large Power Systems.*" Boston: Kluwer Academic Publications, 1988.

[٣] Wee, C. L. and Billinton, R. "A Frequency and Duration Method for Looped Configuration Generating Capacity Reliability Evaluation." *IEEE Transaction on Power Systems,* 3, No. 2 (1988), 698-705.

[٤] Watchorn, C. W. "The Determination and Allocation of Capacity Benefits Resulting from Interconnecting Two or More Generating Systems." *AIEE Transaction,* 69 (1950), 1180-1186.

[٥] Cook, V. M., Galloway, C. D., Steinberg, M. J. and Wood, A. J. "Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems." *IEEE Transaction on Power Systems, 92 (1963), 19-33.*

[٦] Billinton, R. and Wee, C. L. "Power System Spinning Reserve Determination in a Multi System Configuration." *IEEE Transaction on Power Systems,* 92 (1973), 433-441.

[٧] AIEE Committee Report. "Application of Probability Methods to Generating Capacity Problem." *AIEE Transaction on Apparatus and Systems,* 79 (1960), 1165-1182.

[٨] Croft, D.; Grubb, I. and Thomson, J. "Reliability Criterion for a Three State Interconnected Systems." Paper No. 3B-05 Section 38-91, *Cigrè Symposium on Electric Power System Reliability,* Montreal, Canada, 16-18 September (1991).

[٩] Dhar, S. B. and Pang, C. K. "Interconnected Power System Reliability Evaluation." *Proceedings of the Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAM),* Philadelphia, PA., 27-29 January (1981).

[١٠] Billinton, R. and Li, W. "A Mont Carlo Method for Multi-Area Generation Reliability Assessment." *IEEE Transaction on Power Systems,* 7, No. 4 (1992), 1487-1492.

[١١] Singh, A. and Patton, A. "Operating Considerations in Reliability Modeling of Interconnected Systems." *IEEE Transaction on Power Systems,* 3, No. 3 August (1988), 1119-1126.

[١٢] Billinton, R. and Oteng-Adjei, J. "Cost/Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning." *IEE Proceedings,* 135, Pt. C, No. 2 (March, 1988), 81-87.

[١٣] Mello, J.; Pereira, M. and Silva, A. "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems." *IEEE Transaction on Power Systems,* 9, No. 3 (1994), 1318-1326.

[١٤] Kuruganty, P. and Billinton, R. "Reliability Assessment of the Western Canada Grid." *IEEE-Transaction on Power Apparatus and Systems,* 102 (September, 1983), 2826-2833.

[١٥] Vardi, J.; Zahavi, J. and Avizak, B. "The Combined Load Duration Curve and its Derivation." *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 96, No. 3 (1977), 978-983.*

Effect of Interconnection on Reliability Improvement for Electric Power Systems

A.M. Shaalan

Department of Electrical Engineering, College of Engineering, King Saud University, Riyadh, Saudi Arabia

(Received 23/5/1994; accepted for publication 11/1/1995)

Abstract. This research aims at exploring the effect of electric power systems interconnection upon enhancing their overall reliability levels and reducing their reserves. In order to justify the practical and tangible benefits of this study, the proposed methodology has been applied on the electric power systems in the largest cities in the northern province, namely, Tabouk, Hail and Jouf where the Electricity Corporation has established modern electric systems in these cities capable of meeting the future loads for some period before they require additional capacity. In this research, unified measures for reliability evaluation, based on an efficient and precise technique, have been developed and applied to these three systems before and after interconnection. As a result, the period that each system can satisfy its load without violating the prescribed reliability level as well as the threshold that system needs reinforcement due to future loads growth and to maintain the same required reliability level has been determined. Also, by applying these measures, it has been possible to investigate the technical benefits in improving system reliability and reducing the costs after systems interconnection.