بسم الله الرحمن الرحيم

Over Current Protection Coordination For Atbara Substation

إعداد :

- إسراء السر محمد عبد الرحمن 102258
- شيماء أحمد عبد الرحمن فرح 102224
- علاء الدين مدثر عثمان حسين102231

بحث تكميلي لنيل درجة البكلاريوس مرتبة الشرف

في الهندسة الكهربائية و الإلكترونية / قدره

قسم الهندسة الكهربائية والإلكترونية

كلية الهندسة و التقنية

جامعة وادي النيل

فبراير – 2016م

المستخلص (Abstract):

يناقش هذا المشروع دراسة الحماية ضد زيادة التيار والأعطال الأرضية لمحطة عطبرة التحويلية.

تم تجميع كل البيانات المتعلقة بالشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة التحويلية ، تم تغذيتها الى محولات التيار والمرحلات بإستخدام برنامج ETAB12.6.0.

بإستخدام برنامج ETAB12.6.0 تم ضبط المرحلات للقيام بعمل الحماية بصورة منطقية لجميع أنواع الأعطال .

بسم الله الرحمن الرحيم

الآيـــــــــة

قال تعالى:-

إقرا باسم ربك الذى خلق *خلق الانسان من علق

*إقرا وربك الأكرم *الذى علم بالقلم *علم

الإنسان مالم يعلم

صدق الله العظيم

سورة العلق الآيات من (1-5)

الإهداء

إلى من بذلوا الغالي والنفيس لإسعادي إلى من منحوني الأمل فى الحياة، إلى الذين أضاءوا لي الدرب وأناروا لي مسالكها ورسموا لي خطى بشعور عميق برسائلهم وإحساسهم الكبير بواجبهم، فكانوا لي نعم المعين على تحمل رحلة الحياة ألا وهم أبي وأمي وأخوتي .

إلى الشموع التى تحترق لتنير لنا مسارنا الطويل

إلى أساتذتنا الأجلاء الذين علموني حروفا من ذهب وكلمات من درر وعبارات من أسمى وأجل عبارات العلم.

إلى زملائى وزميلاتى صحبة سنوات وعشرة عمر ورفقة أيام من الزمان خلدت أحلى اللحظات .

إلى كل من يتطلع إلى النهل من هذا الصرح الشامخ الذى لا ينضب جامعة وادى النيل كلية الهندسة والتقنية .

الشكر والعرفان

قناعتى أن العطاء الثر يظل دوما بالوجدان مخلدا لزكرى أولئك الذين يقدمونه.

فإيمانا منى بالمعروف وردا للجميل أتقدم بالشكر الجزيل بعد الله سبحانه وتعالى لكل من ساهم معى فى إتمام هذا البحث المتواضع، والذين لم يبخلوا بقول أو فعل أوعمل.

وأخص بالشكر:

أ/ الباشمهندس عثمان عابدين عثمان

الذى كان مثالا صادقا بقدوته الحسنه والذى أشرف على هذا البحث وكان نعم الموجه الذى لم يبخل علينا بنصائحه ووقته.

والشكر موصول الى مهندسيي محطة عطبرة التحويلية:

م/ زاهر عثمان.

م/ علاء الدين أسامه.

م/ علاء الدين أحمد.

م/ عوض عطا.

فأرجو من الله أن يجعل جهدهم فى ميزان حسناتهم.

تستوقفنا كليتنا للشكر مجبرين لها فلها منا أجل ما يمكن أن يقال أساتذتها وموظفيها وعمال ورشها.

الشكر لكل من وقف معنا وقفة صادقة لإكمال هذا البحث.

الباحثون

فهرس المحتويات

الرقم	إسم المحتوى	رقم الصفحة
	المستخلص	I
	الأية	II
	الإهداء	III
	الشكر والعرفان	IV
	فهرس المحتويات	VI
	فهرس الأشكال	X
	فهرس الجداول	XI
	فهرس المصطلحات	XI

الفصل الأول

المقدمة

(1-1)	مقدمة عن محطة عطبرة	1
(2-1)	دور منظومة الحماية	2
(3-1)	أجهزة الحماية الكهربائية	3
(1-3-1)	مقدمة عن أجهزة الحماية الكهربائية	3
(2-3-1)	مواصفات ومعاييرأجهزة الحماية	3

(3-3-1) مهام أجهزة الحماية 4
(4-1) أهداف المشروع 4
(5-1) مكونات المشروع 5

الفصل الثاني

حماية الشبكات الكهربائية

(1-2) مقدمة عن أنواع الحماية 6
(2-2) أنواع الحماية 6
(1-2-2) الحماية الإتجاهية 6
(2-2-2) الحماية المسافية 7
(3-2-2) الحماية التفاضلية 8
(1-3-2-2) جهاز الحماية التفاضلية للخطوط والكابلات 9
(2-3-2-2) جهاز الحماية التفاضلية للمحولات 9

الفصل الثالث

المرحلات والقواطع الكهربائية

(1-3) أجيال تصنيع أجهزة الحماية 10
(1-1-3) الجيل الأول 10

(2-1-3)	الجيل الثاني	11
(3-1-3)	الجيل الثالث	11
(4-1-3)	الجيل الرابع	12
(5-1-3)	الجيل الخامس	13
(2-3)	المرحلات	13
(1-2-3)	المرحلات الأولية	13
(2-2-3)	المرحلات الثانوية	13
(3-2-3)	المرحلات الكهرومغناطيسية	14
(4-2-3)	المرحلات الإستاتيكية	14
(5-2-3)	المرحلات الرئيسية	14
(6-2-3)	المرحلات الداعمة أو الإحتياطية	14
(7-2-3)	المرحلات اللحظية	14
(8-2-3)	مرحلات التأخير الزمني	15
(9-2-3)	مرحلات الحماية ضد التسريب الأرضي	15
(10-2-3)	المرحل الغازي	15
(3-3)	القواطع الكهربائية	16
(1-3-3)	أمثلة للقواطع الكهربائية	17
(4-3)	العلاقة بين جهاز الحماية والقواطع الكهربائية	19

الفصل الرابع

حماية الشبكات الكهربائية من زيادة التيار

(1-4)	جهاز الحماية ضد زيادة التيار	21
(1-1-4)	جهاز الحماية ضد زيادة التيار اللحظى	21
(2-1-4)	جهاز الحماية ضد زيادة التيار بزمن محدد	22
(3-1-4)	جهاز الحماية ضد زيادة التيار العكسى	23
(4-1-4)	Inverse Definite Minimum Time	24
(2-4)	محولات الجهد والتيار	25
(1-2-4)	محولات الجهد	26
(2-2-4)	محولات التيار	27

الفصل الخامس

الحماية من زيادة التيار لمحطة عطبرة التحويلية

(1-5)	مقدمة عن الإيتاب	29
(2-5)	ضبط جهاز الحماية	29
(1-2-5)	إختيار محول التيار المناسب	30
(2-2-5)	إختيار تيار البدء	31
(3-2-5)	إختيارTDS	32
(3-5)	ضبط ال Instantaneous Relays	33
(4-5)	النمذجة والإختبار	34
(1-4-5)	الشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة	34
(2-4-5)	زمن فصل المرحلات	34
(3-4-5)	منحنيات المرحلات	36
(1 -3-4-5)	منحنيات المرحلات فى حالةSymmetrical-3phase fault	36

(2-3-4-5)	منحنيات المرحلات فى حالةphase to ground fault	39
(4-4-5)	قصر الدائرة	42
(1-4-4-5)	قصر الدائرة فى حالة Symmetrical-3phase fault	42
(2-4-4-5)	قصر الدائرة فى حالة phase to ground fault	44

الفصل السادس

الخلاصة

المراجع

الملاحق

فهرس الأشكال

الرقم	إسم المحتوى	رقم الصفحة
(1-2)	الحماية الإتجاهية	7
(2-2)	الحماية التفاضلية	8
(1-3)	العلاقة بين المرحل والقاطع الكهربي	20
(1-4)	صعوبة التمييز بين الأعطال	22
(2-4)	منحنيات (Inverse Time OC Relays)	24
(3-4)	الشكل الحقيقي لمحو لات الجهد	27
(4-4)	الشكل الحقيقى لمحو لات التيار	28
(1-5)	الشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة	34
(2-5)	منحنيات المرحلات بين الأحمال وقضبان التوزيع 220 كيلوفولت	36
(3-5)	منحنيات المرحلات من خطى شندي إلى خط مروي	37
(4-5)	منحنيات المرحلات من خط مروي إلى خطي شندي	38
(5-5)	منحنيات المرحلات بين الأحمال وقضبان التوزيع 220 كيلوفولت	39
(6-5)	منحنيات المرحلات من خطي شندي إلى خط مروي	40
(7-5)	منحنيات المرحلات من خط مروي إلى خطي شندي	41

فهرس الجداول

(1-5)	ضبط محولات التيار والمرحلات	35
(2-5)	ترتيب زمن فصل المرحلات فى حالة العطل بين سيدون وقضبان التوزيع 33 كيلوفولت	42
(3-5)	ترتيب زمن فصل المرحلات فى حالة العطل بين رابط قضبان التوزيع 220 كيلوفولت	43
(4-5)	ترتيب زمن فصل المرحلات فى حالة العطل بين رابط قضبان التوزيع 220 كيلوفولت	44

فهرس المصطلحات

Circuit breaker	C.B
Operational Amplifier	Op-Amp
Over Current	OC
Current Transformer	CT
Voltage Transformer	VT
Current Transformer Ratio	CTR
Plug Setting Multiplier	PSM
Time Dial Setting	TDS

الفصل الأول

المقدمة

الفصل الأول

مقدمة

(1-1) مقدمة عن محطة عطبرة التحويلية:

فى عام 2005م تم إفتتاح محطة عطبرة التحويلية بسعة مقدارها 100 ميغافولت أمبير، مرتبطة مع محطة شندى التحويلية بخطين (double circuit) بجهد 220 كيلوفولت لكل خط بطول 140 كيلومتر يصبان على قضبان التوزيع (double bus single breaker)، تتكون المحطة من محولين سعة كل محول 50 ميغافولت أمبير، تحويل الجهد لكل محول من خط 220 كيلوفولت إلى 33 كيلوفولت إلى 11 كيلوفولت، تغذى المحطة الأحمال السكنية والتجارية والصناعية بمدينتى عطبرة والدامر والمناطق المجاورة لهما، مع زيادة الأحمال الصناعية والزراعية تمت زيادة السعة إلى 100 كيلوفولت أمبير لكل محول وبذلك تصبح السعة الكلية للمحطة 200 ميغافولت أمبير.

فى عام 2009م تم إفتتاح سد مروى بسعة مقدارها 1250 ميغاوات وعلى إثرها تم إفتتاح محطة عطبرة التحويلية الجديدة بسعة مقدارها 300 ميغافولت أمبير، مرتبطة مع محطة التوليد بمروى بخط واحد فقط (single circuit) بجهد قدره 500 كيلوفولت بطول 236.7 كيلومتر يصب على قضبان التوزيع (breaker and half)، كما تتكون المحطة الجديدة من محول واحد بسعة مقدارها 300 ميغافولت أمبير وتحول الجهد من خط 500 كيلوفولت إلى 220 كيلو فولت إلى 33 كيلوفولت، من قضبان التوزيع فى خط 220

كيلوفولت تم تغذية مدينة بورتسودان بخط نقل واحد (single circuit) بطول 448.92 كيلومتر.

فى عام 2010م تمت إضافة محول أخر بسعة مقدارها 300 ميغافولت أمبير يحول الجهد من خط 500 كيلوفولت إلى 220 كيلوفولت إلى 33 كيلوفولت، وبذلك تصبح السعة الكلية لمحطة عطبرة التحويلية 600 ميغافولت أمبير، كما تحتوى المحطة على مفعلين إحداهما فى خط 500 كيلوفولت المرتبط بالسد والأخر فى خط 220 كيلوفولت المغذي مدينة بوتسودان.

(1-2) دور منظومة الحماية:

دور منظومة الحماية هو إكتشاف الأعطال وخطورتها ومكانها ومن ثم إرسال إشارة فصل إلى القواطع الكهربائية (Circuit Breaker) المطلوب فتحها أو إشارة منع للقواطع المطلوب منعها من التشغيل وذلك كله يتم بواسطة جهاز الحماية، وعزل العناصر المتأثرة بالعطل فقط وذلك يتم بواسطة فتح القواطع المناسبة.

وبناءا على هذا فإننا يمكن أن نحصر عناصر منظومة الحماية في عنصرين رئيسيين هما :

1. أجهزة الحماية (Protective Relays).
2. قواطع الدائرة الكهربية (Circuit Breakers).

ويضاف إليهما عنصر ثالث مسؤول عن تغذية أجهزة الحماية بالإشارات اللازمة ليبدأ

عملية الفحص والتحليل ثم إتخاذ القرار، وهذا العنصر هو:

3. محولات الجهد والتيار (Voltage and Current Transformers).

(1-3) أجهزة الحماية الكهربائية:

هى أجهزة تستجيب للحالات غير النظامية فى الشبكة الكهربية.

(1-3-1) مقدمة عن أجهزة الحماية الكهربائية:

إن أجهزة الحماية الكهربائية هى أجهزة تستجيب للحالات غير النظامية فى الشبكة الكهربية، وتتحكم بالقواطع الألية؛ وذلك من أجل عزل الجزء المتعطل فقط من النظام المحمى دون بقية الأجزاء السليمة ومن أجل أن تكون أجهزة الحماية قادرة على فعل ذلك فإنها يجب أن تكون قادرة وبدون أى تأخير على تقرير أى من القواطع الألية يجب فصله لعزل الجزء المتعطل فقط من الشبكة المراد حمايتها بالإضافة إلى عمل أجهزة الحماية الرئيسية وهى تحديد الأعطال بسرعة، وعزل الأجزاء المتضررة فقط فإنها تحمى الأشخاص وتساعد على الحد من تضرر الأجهزة وتعطل الإنتاج، فهى تدعى بالحارس الصامت والعقل الكهربى (electric brain).

(1-3-2) مواصفات ومعايير يجب توافرها فى أجهزة الحماية:

1. الإعتمادية (Reliability).

2. الإختيارية (Selectivity).

3.الحساسية (Sensitivity).

4.الملائمة (Adequateness).

5.السرعة فى عزل العطل (Speed).

6.الإقتصاد(Economics).

7.الإستقرار (Stability).

(1-3-3) مهام أجهزة الحماية:

1. مراقبة ظروف العمل لكل عنصر من عناصر منظومة القوى الكهربية.

2. كشف الأعطال وتحديد حالة المنظومة.

3. عزل الجزء المتعطل من الشبكة بواسطة القواطع الآلية.

4. القيام بالتصحيح اللازم لإستفادة العمل النظامي بإستخدام أجهزة تحكم مناسبة.

5. التنبيه أو الإنذار لكى يتدخل العنصر البشرى ليقوم بالتصحيح اللازم.

(1-4) أهداف المشروع:

يهدف هذا المشروع إلى دراسه الحماية من زيادة التيار والأعطال الأرضية لمحطة عطبرة التحويلية.

(1-5) مكونات المشروع:

يحتوى المشروع على ستة فصول، الفصل الأول يتكون من مقدمة عن محطة عطبرة التحويلية ودور منظومة الحماية وأجهزة الحماية الكهربائية وأهداف المشروع ومكوناته، الفصل الثانى يحتوى على مقدمة عن انواع الحماية وأنواع الحماية، الباب الثالث يتكون من أجيال تصنيع أجهزة الحماية والمرحلات والقواطع الكهربية والعلاقة بينهما، الفصل الرابع يتكون من جهاز الحماية ضد زيادة التيار ومحولات التيار ومحولات الجهد، الفصل الخامس يتكون من مقدمة عن الإيتاب وضبط جهاز الحماية والنمزجة والإختيار وقصر الدائرة، الفصل السادس الخلاصة.

الفصل الثاني

حماية الشبكات الكهربائية

الفصل الثانى

حماية الشبكات الكهربائية

(2-1) مقدمة عن أنواع الحماية:

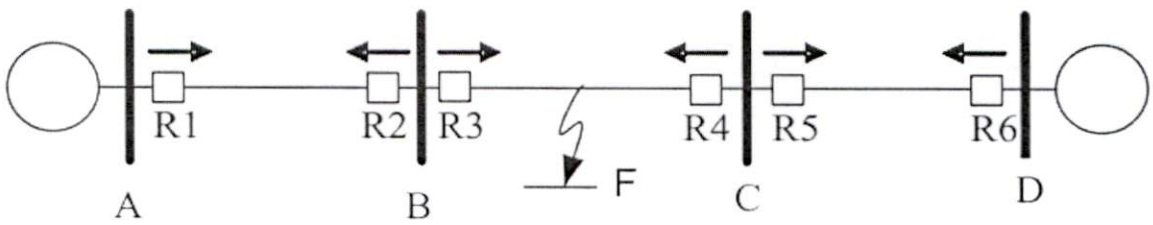
منظومة القوى الكهربائية ضخمة ومتداخلة ومعقدة في بعض أجزائها ولذا فلا يمكن تصميم جهاز واحد لحمايتها ككل، في الواقع العملي تقسم الشبكة الكهربية إلى مناطق صغيرة ويصبح دور جهاز الحماية هو حماية هذه المنطقة الصغيرة فقط كدور أساسي وتسمى بالحماية الرئيسية (Main Protection) مع إمكانية أن يقوم بحماية غيرها من المناطق بصورة إحتياطية وتسمى بالحماية الإحتياطية (Backup Protection)، وعمليا فإن كل مولد له منطقة حماية خاصة به وكذلك كل محول، وأيضا كل خط يقع بين محطتين.

(2-2)أنواع الحماية:

(2-2-1) الحماية الإتجاهية (Directional Protection):

مع تعقد الشبكات الكهربية أصبح التنسيق بين عمل أجهزة الحماية المختلفة صعبا للغاية الموضحة بالشكل (2-1)، فإنه عند حدوث عطل عند النقطة F فإن أجهزة الحماية ستشعر كلها بالعطل لمرور تيار العطل خلالها ولكننا نحتاج إلى فصل الدائرة المعطلة فقط وهي R3 ، R4 فقط، علما بأننا يمكننا تأجيل عمل الأجهزة R1، R6 بعدة طرق

أبسطها إضافة زمن تأخير (time delay) إليهما ولكن المشكلة تكمن فى R2، R5 فتيار العطل خلالهما، ومسافة العطل التى يراها كل منهما تتشابه تماماً مع التيار والمسافة التى يراها R3 ، R4 ونحن نريد أن يشتغل R3 ، R4 فقط، لأنه لو أشتغل R2 ، R5 فسيتم فصل التغذية عن بقية الخطوط الخارجة من المحطة B وكذلك المحطة C بدون داعى، فلابد من وجود طريقة لمنع R2 ، R5 من الإشتغال الخاطئ، وهذة الطريقة هي تحديد إتجاه العطل بإعتماد مبدأ الوقاية الإتجاهية (Directional protection)، وعليه فإن كل جهاز يمكنه فصل العطل الذي أمامه فقط .



الشكل (2-1) يوضح عمل الحماية الإتجاهية

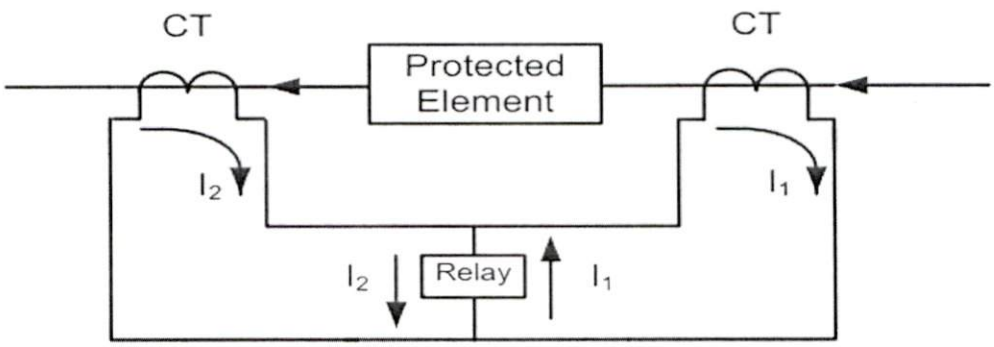
(2-2-2) الحماية المسافية (Distance Protection):

الفكرة الأساسية لهذه النوعية من الأجهزة أنها تتبع ناتج قسمة الجهد الذى يقيسه ال (Relay)ويرمز له ب(VR) ، على التيار المار بال (Relay) ويرمز له (IR) ، بصورة مستمرة ففي الظروف الطبيعية يمثل ناتج هذة القسمة قيمة عالية تساوي (Zline+Zload) أما عند حدوث عطل فسينشأ (Short Circuit) على معاوقة الحمل ولا يتبقى من المعاوقة السابقة سوى الجزء الممثل للخط من مكان ال (Relay) إلى نقطة العطل، ويرمز له (ZF)،

وحيث أن هذه المعاوقة تتناسب طرديا مع مسافة العطل بالتالى يمكن معرفة مسافة العطل بمعلومية معاوقته، وهذا هو المبدأ الذى بنى عليه هذا النوع من أجهزة الحماية.

(2-2-3) الحماية التفاضلية (Differential Protection):

الفكرة الأساسية لهذا النوع من الحماية تتضح من الشكل (2-2) وكما هو واضح فإن التيار الداخل إلى جهاز الحماية هو الفرق بين التيار الداخل للعنصر المراد حمايته والتيار الخارج من نفس العنصر (I_1-I_2) ويسمى هذا التيار ب (Differential Current)، ففى الظروف الطبيعية بدون أعطال لابد أن يكون ($I_2=I_1$)، وبالتالى فالتيار الداخل لجهاز الحماية يساوى صفر، أما فى حالة وجود عطل داخل العنصر المراد حمايته فإن تيار الدخول حتماً سيختلف عن تيار الخروج ويحدث فرقاً يسبب تشغيل جهاز الحماية.



الشكل (2-2) يوضح عمل الحماية التفاضلية

(2-2-3-1) جهاز الحماية التفاضلية للخطوط والكابلات:

تعتمد فكرة عمل الجهاز على قانون كيرتشوف للتيار ولا يحتاج إلى دوائر جهد ثانوية في عمله لذلك يطلق عليه (Only Current Protection) نظام الحماية التفاضلية للخطوط يحتوي على جهاز فى كل جهة من الخط المراد حمايته على أن يكون هناك وسط لنقل الإشارة بين الجهازين (Optical fibers) أو أى وسيلة أخرى، فى حالة إشتغال النظام يقوم بإرسال إشارة فصل للقاطع من الجهتين، وقد تكون المسافة بين جهازي الحماية صغيرة بحيث لا يكون هناك ضرورة لإستخدام وسط لنقل الإشارة.

(2-2-3-2) جهاز الحماية التفاضلية للمحولات:

يقوم بإيجاد المحصلة الإتجاهية للتيارات المارة في المحول من جميع الإتجاهات وتكون هذة المحصلة مساوية للصفر في وضع الإتزان قبل حدوث العطل وإذا ماحدث العطل فإن محصلة هذه التيارات تصبح لها قيمة أخرى غير الصفر، ويتم مقارنة هذه المحصلة بالقيمة التي ضبط عليها الجهاز (Setting)، وإذا كانت قيمة المحصلة أكبر من قيمة (Setting) فإن جهاز الحماية التفاضلية يقوم بالإشتغال وإرسال إشارة فصل لقواطع المحول من جميع الإتجاهات.

الفصل الثالث

المرحلات و القواطع الكهربائية

الفصل الثالث

المرحلات والقواطع الكهربائية

(3-1) اجيال تصنيع اجهزة الحماية:

مرت طرق تصنيع أجهزة الحماية بعدة أجيال، بدءا من أجهزة (Electromagnetic Relays)، مرورا بأجهزة الحماية الإستاتيكية (Static Relays)، وإنتهاءا بأجهزة الحماية الرقمية (Digital Relays)، نستعرض بإختصار الأجيال المتعددة التى مرت بها طرق تصنيع أجهزة الحماية.

(3-1-1) الجيل الأول (Electromagnetic Relays):

فكرة عمل الجهاز كانت تعتمد على إستغلال خاصية إن التيار الكهربائي الذي يمر فى ملف ينشئ دائما مجالا مغناطيسيا مصاحبا له، وتصاحبه أيضا قوة مغناطيسية يمكنها أن تجذب ذراعا حديديا وتحركها، وأحيانا تستغل هذه القوة المغناطيسيه لتؤثر على قرص حديدي قابل للدوران فتجعله يدور وهذه الأنواع سميت (Electromagnetic Relays).

ويستفاد من الحركة فى النوعين فى غلق دائرة كهربائية أخرى وهى دائرة تشغيل القاطع، وبما أن القوة التى ستحرك الذراع، أو تدير القرص تتناسب طرديا مع شدة التيار المار فى الملف، وبالتالى ففى الظروف الطبيعية، حيث أن التيار قيمته صغيرة، لن تكون هذه القوة المغناطيسية كافية لتحريك الذراع أو إدارة القرص لغلق الدائرة، بينما فى حالة الأعطال حيث

ترتفع قيمة التيار بشدة ستكون هذه كافية لعمل الحركة المطلوبة وغلق دائرة تشغيل ال (CB)، تتميز هذه النوعية من الأجهزة بأنها مستقرة دائما، ولا تتأثر بالهزات التى تحدث فى الشبكة، لكن مايعيبها البطء النسبى فى الإستجابة بسبب أن الأجزاء المتحركة تحتاج وقت لبدء الحركة ومن عيوبها أيضا أنها تحتاج لصيانة منتظمة للأجزاء المتحركة وتحتاج معايرة من فترة لأخرى لضمان دقة القياس.

(3-1-2) الجيل الثاني (Static Relays):

ظهر الجيل الثاني فى أوائل الستينات، وكان أهم مايميزه هو إستغناءه عن الأجزاء المتحركة المستخدمة فى الجيل السابق، حيث إعتمد هذا الجيل على مايعرف (Operational Amplifier)، التى كانت تقوم بمقارنة قيمة التيار المار بالدائرة بحدود ضبط معينة، فإذا تعدى التيار المار بالدائرة قيمة الضبط المستخدمة فإن (Op-Amp) يرسل إشارة ال (CB) لفصلها، ومن أهم عيوب هذا الجيل أن أجهزة (Op-Amp) كانت تتأثر بتغير درجة الحرارة، وبالتالى فهى غير مستقرة ولذلك لم تستمر هذه النوعية طويلا حيث ظهر فى أواخر السبعينيات الجيل الثالث.

(3-1-3) الجيل الثالث (Digital Relays):

إستطاع هذا الجيل والذى يسمى أيضا بجيل (Digital protection) أو (Numerical Relays) أو أجهزة الحماية الرقمية، أن يتغلب على كافة المشكلات التى واجهت الأجيال السابقة، ولذا فهذه النوعية هى السائدة الأن فى سوق أجهزة الحماية، والفكرة الأساسية لهذه

التكنولوجيا الجديدة هى تحويل إشارات الجهد والتيار إلى أرقام (Digital Numbers) تخزن فى ذاكرة الكمبيوتر مع تحديثها بصفة مستمرة خلال فترات زمنية صغيرة جداً تصل إلى 1 مللى ثانية، وبما أنه يستحيل تخزين كل القيم فإنه يتم تخزين (Cycle) أو إثنين من الجهد والتيار فقط، وكلما جاءت قيمة جديدة فإنها تحذف أقدم قيمة مخزنة وهكذا، ثم يتم بواسطة برنامج الحماية المخزن فى الجهاز تتبع التغيير فى قيم هذه الإشارات من خلال المعادلات مباشرة، وبناء على حجم التغير الذى يظهر من القيم الرقمية التى تدخل للجهاز يمكن تحديد ما إذا كان هناك عطل أم لا.

(4-1-3) الجيل الرابع (Adaptive Digital Relay):

فى أواخر الثمانينات بدأ التفكير يتجه إلى زيادة الإستفادة أولا من الخبرات التى جناها العاملون فى مجال الحماية الرقمية خلال السنوات الماضية، وثانيا الإستفادة بدرجة أكبر من إمكانات (Microprocessor Technology) المستخدمة فى هذه الأجهزة.

وكان من أهم التطورات التى أدخلت فى هذا الجيل، إمكانية تعديل قيم الضبط أوتوماتيكيا، لاسيما أن ال (Relay) لديه كافة المعلومات عن الشبكة، وكان التحدى فى هذه الفترة هو كيفية التمييز مثلا بين الزيادة الطبيعية فى الحمل، وبين العطل الذى ينشئ تيارا قريبا من تيار الحمل، فيجب ألا يخدع الجهاز بأى زيادة

(3-1-5) الجيل الخامس (Multifunction Digital Relays):

فى التسعينات ظهر تطور جديد على أجهزة الحماية الرقمية، حيث بدأت الشركة المنتجة فى إدخال العديد من أجهزة الحماية الرقمية فى جهاز واحد، وكانت فلسفة ذلك أن ال (Hard ware) لكل أجهزة الحماية الرقمية يكاد يكون متشابها والإختلاف بينهما فقط يكون فى ال (Soft ware) المخزن داخله، ومع التطور فى تقنيات التخزين صار ممكنا تخزين العديد من البرامج المختلفة لأجهزة مختلفة داخل ال (Relay) الواحد، ولذلك سمى (Multifunction Relay) بمعنى جهاز حماية متعدد الوظائف.

(3-2) المرحلات (Relays):

هى الأجهزة التى تعمل عمل المراقب الذى لا يتعب فهى تقيس وبإستمرار الكميات الكهربية للدائرة المحمية، وجاهزة بإعطاء الأمر للقاطع ليفصل الدائرة حالا عندما يصبح أحد تلك الكميات أكبر من العادى.

(3-2-1) المرحلات الأولية (Primary Relays):

وهى المرحلات التى توصل بشكل مباشر فى الدائرة المحمية.

(3-2-2) المرحلات الثانوية (Secondary Relays):

وهى المرحلات التى توصل إلى الدائرة المحمية عبر محولات التيار أو الجهد أو كليهما

(3-2-3) المرحلات الكهرومغناطيسية (Electromagnetic Relays):

وهى المرحلات التى تعمل بمبدأ الجذب أو التحريض وتحتوى على ملامسات يقوم المرحل بوصلها أو فصلها حسب نوع أو مجال العمل.

(3-2-4) المرحلات الإستاتيكية (Static Relays):

هى المرحلات التى تتكون من أشباه الموصلات أو من بعض الدوائر المغناطيسية الخاصة، والمرحلات الإستاتيكية لا تحتوى على ملامسات متحركة على عكس المرحلات الكهرومغناطيسية.

(3-2-5) المرحلات الرئيسية (Main Relays):

وهى التى تكون مخصصة لحماية قسم محدد بشكل أساسي.

(3-2-6) المرحلات الداعمة أو الإحتياطية (Backup Relays):

هى المرحلات التى تقوم بالعمل بعد تأخير زمنى عندما تفشل المرحلات الرئيسية بفصل القسم المتعطل أو العطل فى نفس مكان المرحلات الأساسية أو بعيدة فى مناطق أخرى.

(3-2-7) المرحلات اللحظية (Instantaneous Relays):

هى المرحلات التى تعمل بشكل فوري وبدون أي تأخير زمنى وعلى الغالب فإنها تعمل فى أقل من 0.1 ثانية.

(8-2-3) مرحلات التأخير الزمنى (Time delay Relays):

هى المرحلات التى تعمل بعد تأخير زمنى وذلك بوسائل تأخير مختلفة.

(9-2-3) مرحلات الحماية ضد التسريب الأرضي:

تعتمد فكرة عمله على مراقبة التيار فى مسار نقطة التعادل أو المركبة الصفرية وعند زيادة هذا التيار عن قيمة الضبط يقوم جهاز الحماية بالعمل، وإرسال إشارة الفصل للقاطع المركب على الدائرة التى عليها العطل. يتشابه جهاز الحماية ضد التسريب الأرضي إلى حد كبير مع جهاز الحماية ضد زيادة التيار من حيث الصورة التى من الممكن أن يتواجد عليها كل منهما فهناك جهاز الحماية ضد التسريب الأرضي الذى يعمل لحظيا بدون تأخير زمني وهناك الذى يعمل بتأخير زمني كما يوجد صورة أخرى له من النوع (Inverse Time) والصورة الأخيرة التى من الممكن أن يتواجد عليها هى التسريب الأرضي الإتجاهي والذى يعمل إذا مر تيارالعطل فى إتجاه معين ولا يعمل إذا كان مروره فى الإتجاه العكسي.

(10-2-3) المرحل الغازى (Buchholz Relay):

فكرة عمل هذا الجهاز أنه فى حالة حدوث أحمال زائده فيسخن الزيت، ويتحلل جزء منه منتجا غازات تتجمع مع الوقت وتضغط على عوامة داخلية، وهى موصلة بدائرة إنذار لتنبيه مهندس التشغيل أن هناك بوادر مشكلة، فإذا كان تيار العطل كبيرا، والإرتفاع فى درجة الحرارة عاليا، فستنتج غازات كبيرة بكميات كبيرة تندفع بسرعة وتضغط على عوامة ثانية، فتقوم بغلق دائرة الفصل مباشرة من الخدمة، وهذا النوع من الحماية يعتمد على التأثير

الحراري للأعطال، ويستخدم لحماية محولات القدرة الكهربائية حيث يستخدم الزيت لعزل الملف الابتدائى عن الملف الثانوى وله دور أخر فى عملية التبريد.

(3-3)القواطع الكهربائية (Circuit Breaker):

القاطع الكهربائي هومفتاح كهربائي يعمل أوتوماتيكيا، ومهمته عند حدوث عطل فى منطقة ما فإن (Circuit Breaker) المركب على بداية ونهاية هذه المنطقة يتم فتحه بناءاً على إشارة من جهاز الحماية (Relay) ، وذلك لوقف مرور التيار.

وأخطر ماسيواجه هذه (CBs) عندما تبدأ فى العمل هو الشرارة القوس الكهربائي (Arc) التى ستنشأ بين طرفي ال (CB)، وهذه الشرارة يمكن أن تسبب مشاكل كثيرة، منها على سبيل المثال إشتعال الحرائق، ومنها أيضا أنها إذا إستمرت فإن التيار سيمر خلال أقطاب القاطع (Breaker Poles)، وبالتالي يصبح القاطع كأنه لا يزال مغلقا ومن ثم فهناك أنواعا عديدة من القواطع تتفق جميعا على هدف واحد، هو سرعة إطفاء الشرارة التى تنشأ بين أقطاب القاطع عند فتحه، لكنها تختلف فى مابينها فى الطريقة المستخدمة لهذه المهمة.

(3-3-1) أمثلة للقواطع الكهربائية:

1. قاطع كهربى بإستخدام الهواء:

حيث يستخدم ضاغط هواء (Air Compressor) لدفع الهواء بين قطبي (CB) عند حدوث شرارة لإطفائها.

2. قاطع كهربى بإستخدام الزيت:

يستخدم (Oil_CB) فى الجهد المنخفض حتى 30 كيلوفولت فالزيت بصفة عامة عازل جيد. وعندما يسخن الزيت نتيجة مرور تيار عال فيه فإن بعض الذرات تتأين، وتقل كثافته فيرتفع لأعلى، ويحل محله زيت بارد غير متأين وبالتالى يحافظ على عازليته، وفى بعض الأحيان يستخدم مع الزيت مضخة (Pump) حتى تقلب الزيت بقوة فتبعد الزيت المتأين ليحل محله زيت جديد بارد. وتجدر الإشارة إلى أن الزيت يعيبه أنه قابل للإشتعال عند درجة الحرارة العالية.

3. قاطع كهربى مفرغ من الهواء:

فى داخل هذا النوع لايوجد هواء مطلقاً فى المنطقة المحيطة بأقطاب ال (CB) وبالتالى فلن تحدث شرارة. لكن يعيبه أنه إذا حدث أدنى تسريب للهواء داخل ال (CB) فإنه يؤدي إلى حدوث شرارة كبيرة، وهذا النوع (Vacuum CB) يستخدم فى بعض المحطات ولكن أيضا فى حدود الجهد المتوسط، والأنواع السابقة تستخدم بكثرة فى محطات التوزيع . ولكن النوع المستخدم فى محطات التوليد ومحطات الجهد العالى عموما هو قاطع الدائرة (Sf6).

4. قاطع كهربى بإستخدم غاز ال (SF6):

أشهر أنواع الغازات المستخدمة فى ال (CB) هو ال (SF6) (سادس فلوريد الكبريت) ويتميز غاز ال (SF6) بأنه غير قابل للإشتعال وغير سام، وعازل جيد للكهرباء، حيث تزيد كفاءة عزل هذا الغاز عشر مرات من عزل الهواء للكهرباء تحت ضغط الجو العادى. هو أيضا غاز مستقر كيميائيا، ولا يتحد مع أي مادة أخرى عند درجة حرارة الغرفة. ولا يشكل ضرراً عند خروجه إلى الهواء، فعندما يراد التخلص منه يتم تسخينه مع حجر جيري تحت درجة حرارة عالية.

وأهم خاصية لهذا الغاز أن الشرارة فيه تؤدي إلى تأين ذرات ال (SF6)، وهذه الأيونات الناتجة تتحد مع ذرات ال (SF6) وينتج (SF6) جديد، وبالتالي الغاز لن يفقد عازليته أبداً لأنه يتجدد، وهذا النوع أصبح ينتج منه (CBs) لكافة الجهود، ولكن المشكلة الوحيدة تحدث عند حدوث تسرب للغاز، ولذا فإن المحطات التى تستخدم هذا النوع من العزل تحتاج إلى التأكد دائما من مستوى ضغط الغاز داخل العنصر المعزول، فإذا حدث تسريب للغاز ينخفض ضغط الغاز، فستصبح عازليته ضعيفة، وربما يحدث (Short circuit) بين الأطراف داخله، ولذلك القواطع الكهربائية فى هذه الحالة تزود بدائرة لمنع إشتغال القاطع منعا باتا. حتى ولو بصورة يدوية؛ لأن مجرد حدوث شرارة داخل القاطع فى ظل إنخفاض ضغط الغاز سيتسبب فى كارثة والخطر الحقيقي يحدث عند تسريب الغاز من

(Bus bar)المعزول ب (SF6) فى الوحدات المعروفة ب (CTs) ، ففى هذه الحالة يمكن أن يحدث داخلها (Short circuit) بين ال (Phases) وتسبب إنفجار الوحدة.

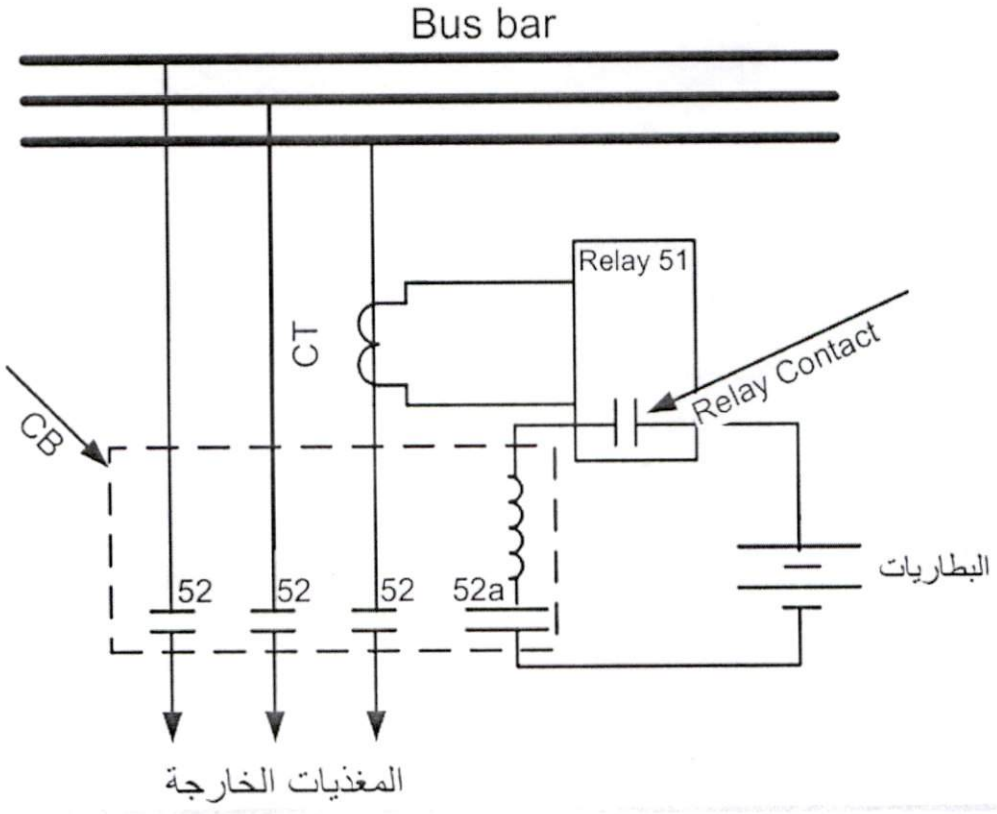
(3-4) العلاقة بين جهاز الحماية والقواطع الكهربائية:

تبدأ العملية من دخول مايعرف ب (Relaying Signals) إلى ال (relay) بواسطة (Current/Voltage transformer) ، ثم يقوم ال (relay) بناء على دراسة هذه الإشارات بإرسال إشارة فصل إلى ملف فصل القاطع (Trip Coil CB) ليتم فتحه، والعملية كاملة تظهر فى الشكل (3-1) الذى يظهر فيه ال (Overcurrent Relay inverse) ، ويقوم هذا ال (relay) عند إكتشافه لأى عطل بغلق ال (relay contacts)، ومن ثم يصل تيار البطارية إلى (CB Trip Coil) الذى يفتح (CB Poles) لاحظ أن رقم ال (CB) طبقا لل (ANSI code) هو (52) ، وأن الرقم لل (Relay) هو(51).

إن الزمن الذى يأخذه جهاز الحماية ليصل إلى قرار (Trip Or Block) يكون فى العادة سريع جدا، وفى حدود 20 مللى ثانية أو أقل، بينما الزمن الذى يستغرقه القاطع لإتمام فتح الدائرة يكون أكبر من ذلك، ويتراوح بين 50 مللى ثانية إلى 100 مللى ثانية، ومجموع الزمنين معاً يمثل الوقت الحقيقي لإزالة العطل (Fault Clearing Time).

زمن عزل العطل : هو الزمن الذى يبدأ من لحظة حدوث العطل وحتى لحظة فتح ال (C.B) وهو يساوى الزمن الذى يحتاجه ال (Relay) (من لحظة حدوث العطل حتى غلق

نقط تلامس ال(Relay)) + زمن (C.B) (من لحظة غلق نقط تلامس ال (Relay) إلى لحظة أخر إخماد داخل ال (C.B)).



الشكل (3-1) يوضح العلاقة بين المرحل والقاطع الكهربى

الفصل الرابع

حماية الشبكات الكهربائية من زيادة التيار

الفصل الرابع

حماية الشبكات الكهربائية من زيادة التيار

(4-1) جهاز الحماية ضد زيادة التيار (Over Current Relays):

يعتبر جهاز الوقاية ضد زيادة التيار أكثر الأجهزة وأوسعها إنتشاراً على جميع مهمات منظومة القوى الكهربية وتعتمد فكرة عمل الجهاز على مراقبة التيار المار فى موصل ما ويقوم الجهاز بالإشتغال عند زيادته عن قيمة معينة تعرف بقيمة الضبط (Setting) لهذا الجهاز، ويوجد عدة صور لجهاز الحماية ضد زيادة التيار منها مايعتمد على القيمة المطلقة للتيار فقط وهو أبسط الأنواع ومن الممكن أن يكون عمل الجهاز إما لحظيا أو بتأخير زمني، كما توجد صورة أخرى لجهاز الحماية ضد زيادة التيار والتى تعتمد على إشتغال الجهاز فى حالة مرور التيار فى إتجاه معين وعدم الإشتغال فى حالة مرور التيار فى الإتجاه الأخر ويسمى هذا النوع بزيادة التيار الإتجاهى.

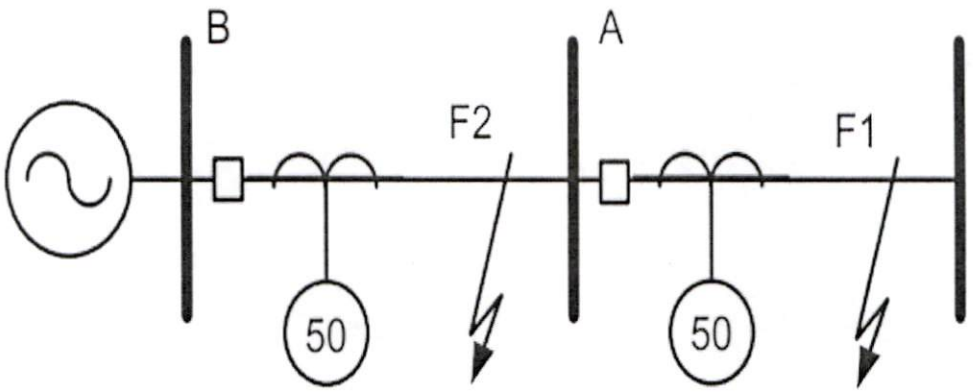
وتنقسم هذه المرحلات إلى عدة أنواع هى:

(4-1-1) جهاز الحماية ضد زيادة التيار اللحظى:

تعتمد فكرة عمل هذا الجهاز على مراقبة التيار عند زيادته عن قيمة معينة، يعمل الجهاز ويرسل إشارة فصل للقاطع الخاص بالدائرة المركب عليها جهاز الحماية، جهاز الحماية يفصل الدائرة لحظياً إذا تعدت قيمة التيار قيمة محددة، وهذا النوع مناسب لفصل الأعطال

العالية التيار التى لا تتحمل أى إنتظار، لأنه حتى لو إستمر العطل مدة وجيزة فإنه يجب فصله لخطورته.

ويعيبه بصفة أساسية أنه فى أحيان كثيرة خاصة حين يكون هناك خطين قصيرين فى الطول ومتتاليين، فإنه يصعب عمل تنسيق بين أجهزة الحماية من هذا النوع لأن الفرق بين تيار العطل على كلا الخطين لا يكون كبيرا كما فى حالة العطل عند النقطتين (F1&F2) فى الشكل (4-1).



الشكل (4-1) يوضح صعوبة التمييز لدى المحطة B بين الاعطال عند F1&F2

(4-1-2) جهاز الوقاية ضد زيادة التيار بزمن محدد(Definite Time OC Relay):

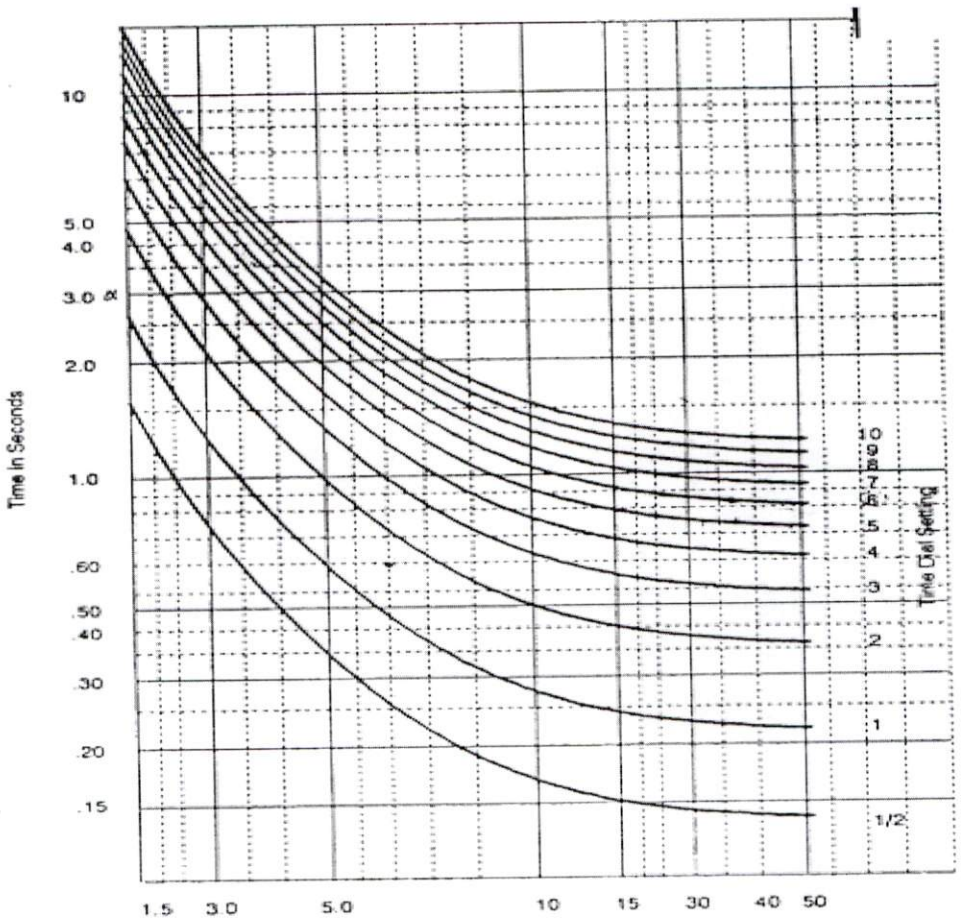
تعتمد فكرة عمل هذا الجهاز أنه يفصل إذا تعدت قيمة التيار قيمة محددة بالإضافة إلى مرور فترة زمنية محددة أيضا لبقاء العطل، وبالتالى عنده القدرة على تجنب فصل الدائرة بسبب عطل عابر (Transient Fault) لأن الجهاز سينتظر مدة محددة قبل إعطاء إشارة الفصل، فلو كان العطل عابراً فسيختفى قبل إنقضاء المدة المحددة للفصل، وبالتالى لن

تفصل الدائرة، بينما لو كان العطل من النوع الدائم (Permenent Fault) فسيتم فصله بمجرد إنتهاء المدة المحددة المضبوط عليها الجهاز، وهو مناسب للأعطال الأقل خطورة.

(4-1-3) جهاز الحماية ضد زيادة التيار العكسى (Inverse Time OC Relays):

وهو يجمع بين ميزات النوعين السابقين، فيفصل طبقا لعلاقة عكسية بين تيار العطل وزمن العطل، ويتميز بأنه لا يتأثر بالأعطال العابرة، وفى نفس الوقت يفصل بسرعة فى حالة الأعطال العالية التيار. هذا النوع من الأجهزة يكون عادة مزودا بمنحنيات ذات ميول متعددة لتناسب جميع الإستخدامات وليعطى سرعات متنوعة لنفس قيمة التيار كما فى الشكل (4-2).

وفى أغلب الأحيان يكون جهاز (Over Current Relay) مكونا من وحدتين : الأولى من النوع (Inverse OC) بحيث تفصل بعد زمن تأخير معين طبقا لمنحنى التشغيل المستخدم، والوحدة الثانية تكون من النوع (Instantaneous) أى تفصل لحظيا بمجرد أن تزيد قيمة التيار عن القيمة المضبوط عليها الجهاز،وقد كان هذا يتم فى الأجهزة القديمة بإستخدام وحدتين منفصلتين كما فى حالة الأجهزة الإلكتروميكانيكية. أما فى حالة الأجهزة الرقمية الحديثة فقد أصبح يتم داخل جهاز واحد، وبصورة أسهل بكثير.



الشكل (4-2) يوضح منحنيات الInverse Time OC Relays

(4-1-4) Inverse Definite Minimum Time:

يتميز بوجود جزء (Inverse) مع التيارات المنخفضة حتى حد معين ثم يلى ذلك جزء له زمن فصل ثابت لحظى (Instantaneous) خط أفقى فى حالة التيارات العالية. لذلك فهو (Inverse + Definite Time) فى نفس الوقت.

الأنواع الأربعة السابقة يمكن أن يضاف إلى كل منها وحدة إضافية تسمى الوحدة الإتجاهية (Directional Unit)، وفى حالة إستخدام ال (Directional OC) فلا يكفى أن يزيد

التيار عن قيمة الضبط (Setting) ، وإنما يلزم كذلك أن يكون تيار العطل فى إتجاه محدد وإلا فلن يعمل حتى لو كان التيار عاليا جدا.

(4-2) محولات الجهد والتيار:

محولات الجهد والتيار (VT and CT) يمثلون بوابة الدخول لجهاز الحماية، فمنها تدخل إليه كافة الإشارات (Relaying Signals)، وبالتالي فإن أى خطأ فى قراءة هذه الإشارات سيتسبب فى خداع جهاز الحماية، ويجعله يعمل بطريقة غير مناسبة، وهذا بالتأكيد ليس عيبا فى جهاز الحماية ولكن عيبا فى(VT و CT) ومن هنا وجب التأكد من دقة عمل هذه الأجهزة، والإ فلا قيمة لأى مجهود يبذل فى تطوير أجهزة الحماية طالما الإشارات الداخلة إليها غير سليمة، وحيث أن الجهود والتيارات فى الغالب تكون عالية ولا يمكن أن تدخل مباشرة لجهاز الحماية، فلذلك تقوم محولات الجهد والتيار بخفض قيمة الجهد والتيار قبل دخولهما إلى جهاز الحماية.

وبصفة عامة فإن وظيفة محولات الجهد والتيار تتشابه، فكلاهما يؤدي الوظائف التالية:

1. تخفيض قيمة الجهد أو التيار إلى قيم مناسبة يمكن قياسها بأجهزة القياس أو الحماية.

2.عزل الدوائر الموجودة فى الجانب الثانوى (أجهزة قياس/ حماية) عن الجانب الإبتدائى ذى التيارات والجهود العالية.

3.إستخدام قيم قياسية للجهد/للتيار للأجهزة الموجودة فى الجانب الثانوى.

(4-2-1) محولات الجهد:

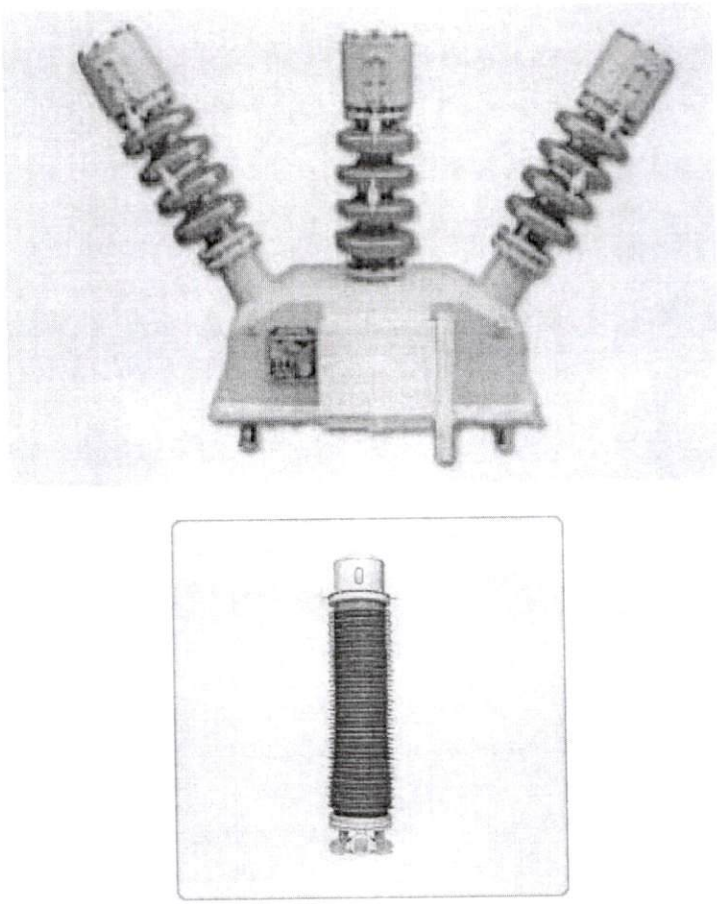
تقوم (VTs) بتخفيض الجهد إلى 100فولت أو 110فولت لتغذية أجهزة القياس أو أجهزة حماية أو أجهزة تحكم.

إنه مطلوب من محولات الجهد المستخدمة فى القياس أو الحماية أن تنتج جهدا فى الجانب الثانوى يماثل قدر المستطاع جهد الإبتدائى مع الأخذ فى الإعتبار(Turns Ratio)، وهذا يتطلب أن يكون ال (Voltage drop) خلال ال (VT) أقل مايمكن، كما يجب أن تكون نقطة التشغيل لمحولات القياس والحماية بعيدة قدر المستطاع عن حدود التشبع (Saturation) للقلب الحديدي.

هناك عدة مواصفات لابد أن تكون واضحة قبل إختيار محول الجهد المناسب:

1. (Rated Voltage) : ويقصد به جهد الجانب الإبتدائى.
2. (Level Voltage): ويقصد به جهد الجانب الثانوى.
3. (Breakdown-Pulse Voltage):وهى أقصى قيمة يتحملها المحول بصورة مؤقتة ولحظية وليس بصورة دائمة، وغالبا ماتكون عند لحظات الأعطال.
4. (Turns Ratio):وهى نسبة التحويل.

5. (Accuracy Class):وهذه من أهم المواصفات لأنها تصف نسبة الخطأ فى قراءة محول الجهد من حيث المقدار والزاوية.



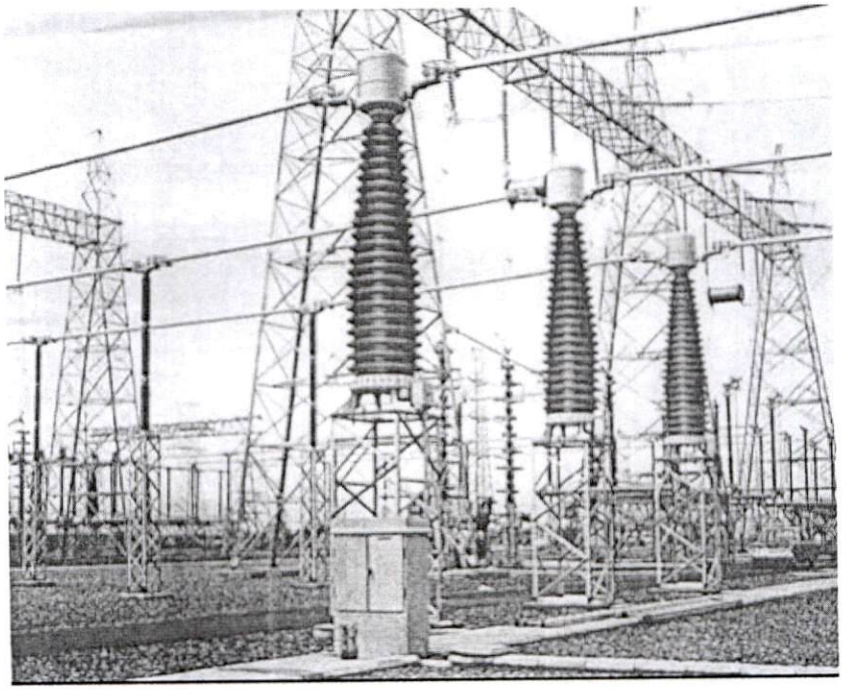
الشكل (4-3) يوضح الأشكال الحقيقية لمحولات الجهد

(4-2-2) محولات التيار:

وظيفة محول التيار أن يغذى جهاز القياس أو الحماية بتيار صغير تتناسب قيمته مع التيار الأصلى المار فى الدائرة، ويفضل دائما أن تكون قيمة تيار الجانب الثانوى فى صورة أقل من 5 أمبير فى الأحوال الطبيعية، ويتم ذلك بإختيار نسبة تحويل معينة تعرف ب

(Turns Ratio)، ولها قيم قياسية أشهرها على سبيل المثال 100:5- 200:5- 300:5حتى تصل إلى أقصى قيمة عمليا وهى3000:1.

أحد الفروق الهامة التى تميز محول التيار عن محول الجهد أن الملف الإبتدائى له يدخل على التوالى فى الدائرة المراد قياس تيارها.



الشكل (4-4) الشكل الحقيقى لمحولات التيار

الفصل الخامس

الحمايه من زيادة التيار في محطة عطبره التحويليه

الفصل الخامس

الحماية من زيادة التيار فى محطة عطبرة التحويلية

(5-1) مقدمة عن الإيتاب:

يعتبر برنامج ETAP من أهم برامج دراسة وتحليل الأداء العابر أو الديناميكى لنظم القوى الكهربية تحت ظروف التشغيل المختلفة فى إطار نظام التشغيل ويندوز (Microsoft Windows) وتقديم أعلى مستوى أداء لتحليل الشبكات الكبيرة التى تتطلب حسابات مكثفة مع الرصد والمراقبة الحية (On line monitoring) لتطبيقات التحكم على الشبكات .

يعتمد برنامج ETAP على تنظيم العمل من خلاله بإعتبار كل ملف على شكل مشروع مستقل يتكون من نظام قوى كهربى يتضمن مجموعة من عناصر التحكم للمستخدم تمكنه من الوصول إلى قاعدة البيانات المنفصلة التى يتم فيها تخزين العناصر من خلال ملف خاص وبيانات الإتصال للمشروع الموضوع تحت الدراسة.

(5-2) ضبط جهاز الحماية (OC Relay Setting):

المقصود بضبط الجهاز هو إختيار نوع العلاقة بين زمن الفصل وقيمة تيار العطل، بمعنى تحديد القيم التى يفصل عندها الجهاز، وتحديد زمن التشغيل عند هذه القيم، وفى الأجزاء التالية سنقدم شرحا لطريقة ضبط أجهزة الحماية ضد زيادة التيار من نوع Inverse وكذلك من النوع Instantaneous.

وعموما لضبط أى جهاز OC فإن هناك ثلاث خطوات متتالية مطلوبة :

1. إختيار محول التيار المناسب (CT) .

2. إختيار التيار الذى يبدأ عنده الجهاز فى العمل (Pickup).

3. إختيار زمن الفصل المطلوب (Time Dial Setting) .

وفيما يلى تفصيل هذه الخطوات بفرض أننا نستخدم النوع الأول وهو Inverse Over current Relay.

(5-2-1) إختيار محول التيار المناسب :

جهاز الحماية يقع فى الجانب الثانوي من محول التيار، وبالتالى فالتيار المار به هو نفسه التيار الأصلى مقسوما على نسبة التحويل (Current Transformer Ratio).

وهناك عنصرين يحددان إختيار CTR المناسبة، وهما :

1. قيمة التيار الطبيعى أقصى حمل (Full Load Current).

2. قيمة تيار القصر المسبب لتشبع CT.

فبالنسبة للعنصر الأول فيحسن أن نختار CTR التى تنتج تيارا فى الثانوى فى حدود أقل من 1A أو 5A فى حالة مرور التيار الطبيعى فى الإبتدائى .

وأما العنصر الثانى فيحسن أن نختار CTR بحيث أن أقصى تيار قصر يمر خلال المحول ينتج تيارا فى الجانب الثانوى لا يسبب تشبعا .

(2-2-5) إختيار تيار البدء (Pickup current):

فى حالة أجهزة الحماية من النوع Inverse فإنه عادة يقاس تيار البدء Pickup بمضاعفات كمية تسمى ب TAP، وهو يحدد القيمة التى يبدأ عندها الجهاز فى العمل، وفى أجهزة الإلكتروميكانيك القديمة من النوع ال Induction Disc كانت هذه الكمية تسمى Plug Setting Multiplier (PSM) ، وعادة يرمز Pickup Value عمليا بالرمز (I>)، وأصبح من المتعارف عليه أن تيار العطل دائما يقاس بمضاعفات ال TAP أو ما يسمى Multiple of TAP.

وتبدأ عملية حساب ال Setting بتحديد قيمة ال TAP كنسبة مئوية من تيار الثانوى CT التى تريد ضبط الجهاز عليها، وغالبا يتم الضبط على 100% من تيار الثانوى .

وتجدر الإشارة إلى أن جميع OC Relays تكون قيم TAP الموجودة فيها فى الغالب مقسمة إلى أجزاء من 50% إلى 200% من قيمة ال Standard Input الخاص بال Relay، مع ملاحظة أن جهاز الحماية يكون Standard Input له إما 1A أو 5A، وبعض الشركات تسمى هذه القيمة IS إشارة إلى أنه تيار ال Setting.

(3-2-5) إختيار ال Time Dial Setting (TDS):

بعد أن تم تحديد قيمة تيار العطل كمضاعفات من TAP فإننا يمكننا تحديد زمن الفصل لتيار معين، تسمى هذه العملية إختيار Time Dial Setting ، أو تسمى أحيانا Time Multiplier Setting (TMS).

ولكن كيف يتم إختيار المنحنى المناسب ؟

وحتى يتم إختيار ال TDS بصورة صحيحة لابد أن يؤخذ فى الإعتبار قواعد التنسيق بين أجهزة الحماية المختلفة ، وفى أغلب الحالات يوضع فترة تمييز زمنية Time Gap بمعنى هامش زمنى بين الجهازين فى حدود 0.4 sec . وهذه الفترة الزمنية تتوقف على عدة عوامل أهمها زمن فصل القاطع ،والخطأ فى دقة القياس ،ومعامل الأمان ، وزمن ال Reset.

والمعادلة التالية تبين هذه المعاملات:

$$\triangle t \geq t_{CB} + t_{Rc\,set} + t_{Inacc} + t_{Marg}$$

tCB=Operating time for the circuit breaker=40:100 m sec

treset=reaset time for the relay=40:70 msec

tinacc=the sum of inaccuracy in time measurement=50:100 msec

tmarg=saftey margin

ومن الخبرات العملية وجد أن أنسب قيمة لتحقيق التناسق بين Relays تكون فى حدود 400 مللى ثانية , وقد تقل أحيانا إلى 300 مللى ثانية .

(3-5) ضبط الInstantaneous Relays:

كما سبق وذكرنا فهذه النوعية من أجهزة ال OC مناسبة للحماية من الأعطال الخطيرة ذات التيار العالى لأنها تفصل لحظيا بمجرد أن يتعدى تيار العطل قيمة محددة سلفا للجهاز.

وهناك عدة إعتبارات يجب أن تراعى عند ضبط هذه الوحدات :

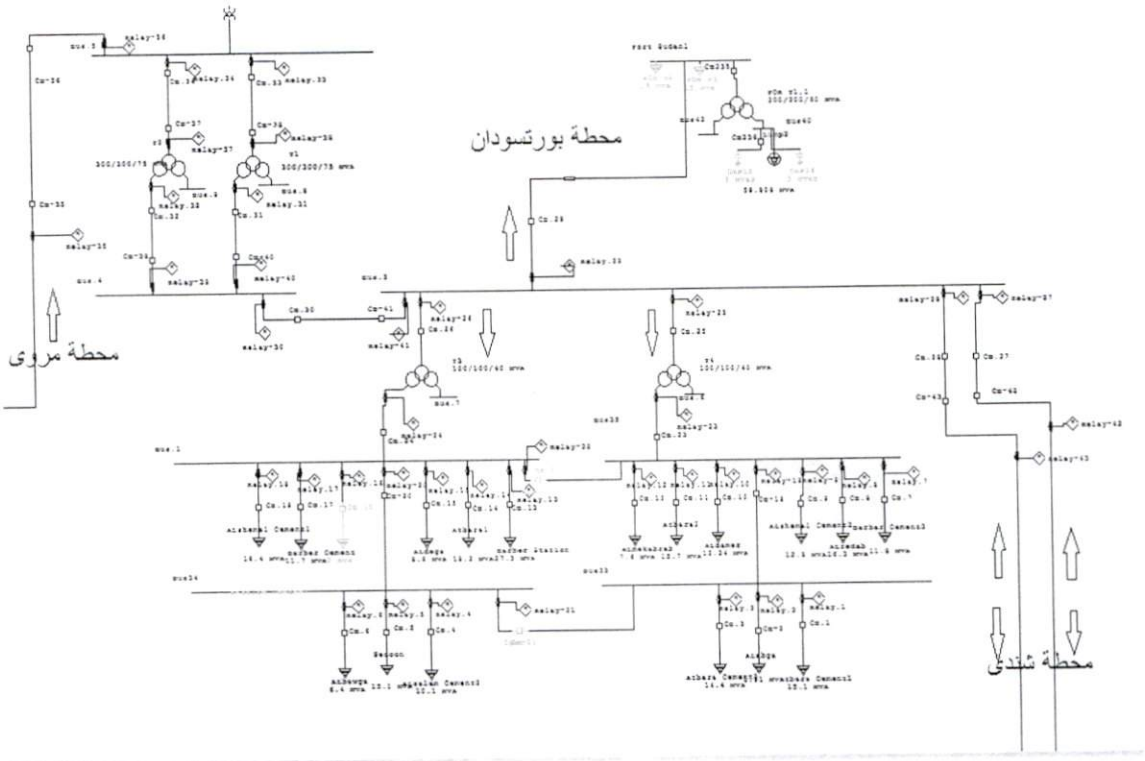
إذا كان الجهاز مستخدما لحماية خطوط متتابعة، فإن Instantaneous عند محطة مايجب أن تضبط قيمة ال Pickup فيها بحيث تفصل عند قيمة أعلى بنسبة 1.20 من أقصى تيار عطل متماثل Symmetrical r.m.s Fault Current عند المحطة التالية .

ويرمز لقيمة ال Pickup عمليا فى هذه الحالة بالرمز "I>>".

(5-4) النمذجة والإختبار:

(5-4-1) الشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة:

يوضح الشكل (5-1) الشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة التحويلية، حيث تغذي الشبكة الأحمال الصناعية والزراعية والسكنية وغيرها لمدينة عطبرة والدامر والمناطق المحيطة بهما.



الشكل (5-1) يوضح الشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة

(5-4-2) زمن فصل المرحلات:

بعد محاكاة الشبكة الكهربائية لمحطة عطبرة التحويلية عن طريق الإيتاب تم تـــغذيتها إلى محولات التيار والمرحلات، وتم ضبط المرحلات للقيام بعمل الحماية بصورة صحيحة، كما فى جدول(5-1) يوضح نسبة التحويل وأسم المرحل المستخدم وضبط الزمن.

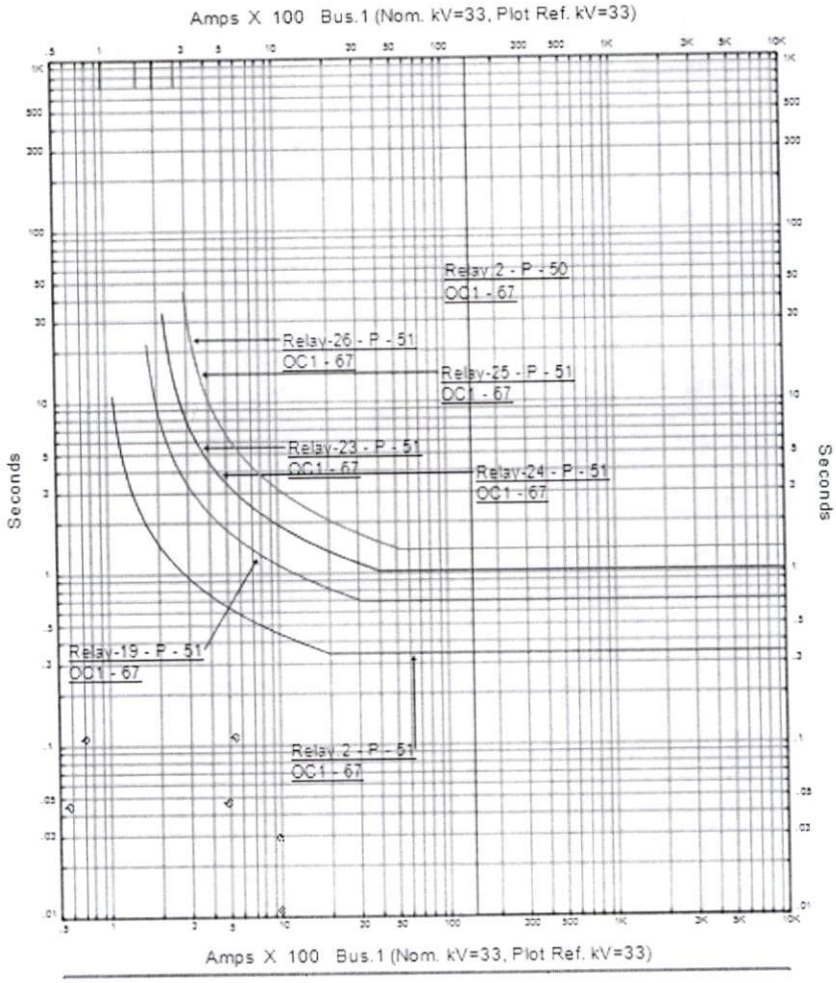
الجدول (5-1) يوضح ضبط محولات التيار والمرحلات

Substation :-		ATBARA			Relay type
Feeder	V level (Kv)	C.T ratio	Over current Time settin	Earth fault Time setting	
Merowe dam		2000/1	0.99	1.21	AREVA P127
Merowe dam	500 KV	500/1	0.3	0.3	AREVA P127
TR 3		1000/1	0.903	1.058	AREVA P127
TR 3		500/1	0.45	0.45	AREVA P127
TR4		1000/1	0.903	1.058	AREVA P127
TR4		500/1	0.45	0.45	AREVA P127
SHINDI (1)	220 KV	1600/1	0.895	0.905	AREVA P127
SHINDI (1)		1600/1	0.603	0.6	AREVA P127
SHINDI (2)		1600/1	0.895	0.905	AREVA P127
SHINDI (2)		1600/1	0.603	0.6	AREVA P127
PORT SUDAN		500/1	0.603	0.602	AREVA P127
TR 3		1600/1	0.908	0.905	AREVA P127
TR 3		1000/1	0.602	0.6	AREVA P127
TR4		1600/1	0.908	0.905	AREVA P127
TR4		1000/1	0.602	0.6	AREVA P127
BC		1600/1	0.755	0.752	AREVA P127
BC		1600/1	0.755	0.752	AREVA P127
TR1		400/1	0.603	0.602	AREVA P127
TR2		400/1	0.603	0.602	AREVA P127
TR1	33 KV	2000/1	0.453	0.452	AREVA P127
TR2		2000/1	0.453	0.452	AREVA P127
BC		1600/1	0.3	0.3	AREVA P127

(5-4-3) منحنيات المرحلات:

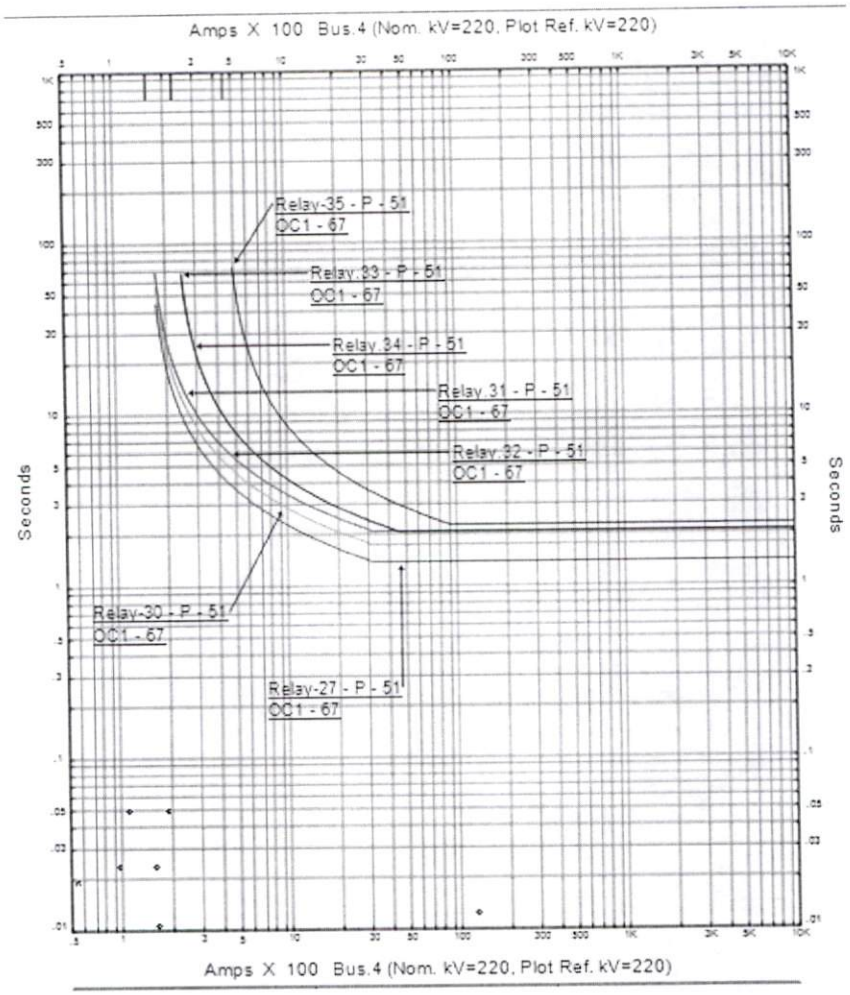
(5-4-3-1) منحنيات المرحلات فى حالة Symmetrical 3-Phase Fault:

1. منحنيات المرحلات من الأحمال إلى قضبان التوزيع 220 كيلوفولت:



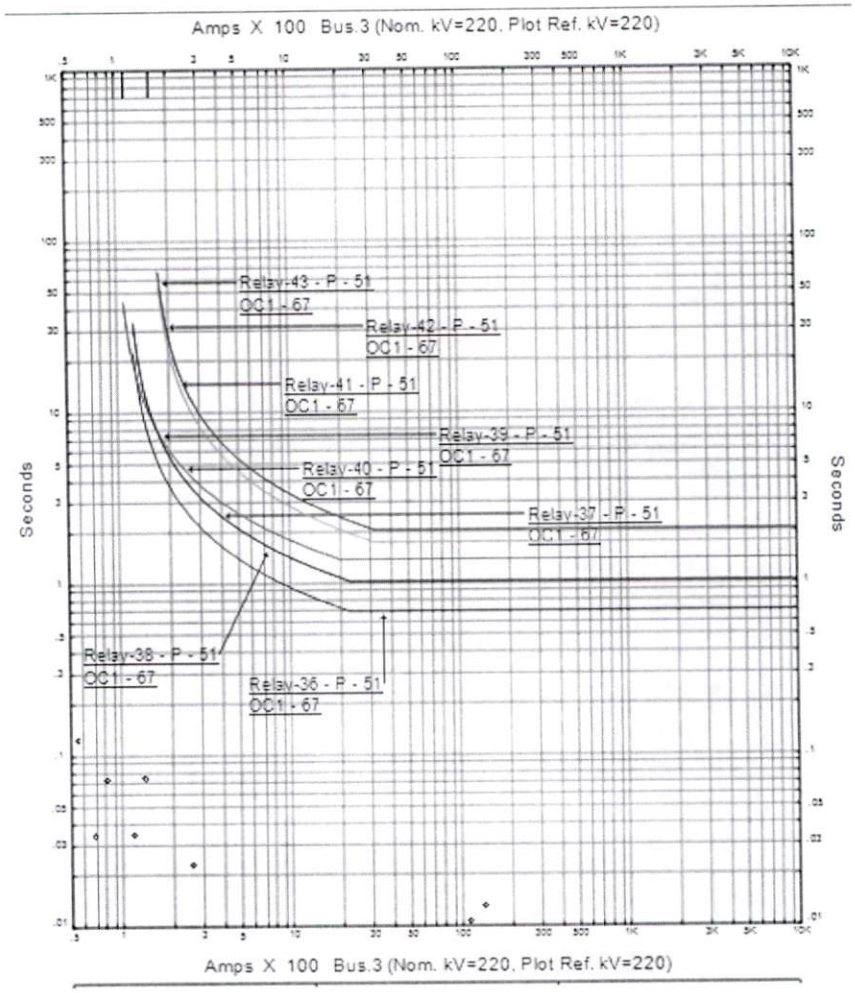
شكل (5-2) يوضح منحنيات المرحلات بين الأحمال وقضبان التوزيع 220 كيلوفولت

2. منحنيات المرحلات من خطى شندى إلى خط مروى:



شكل (5-3) يوضح منحنيات المرحلات من خطى شندى إلى خط مروى

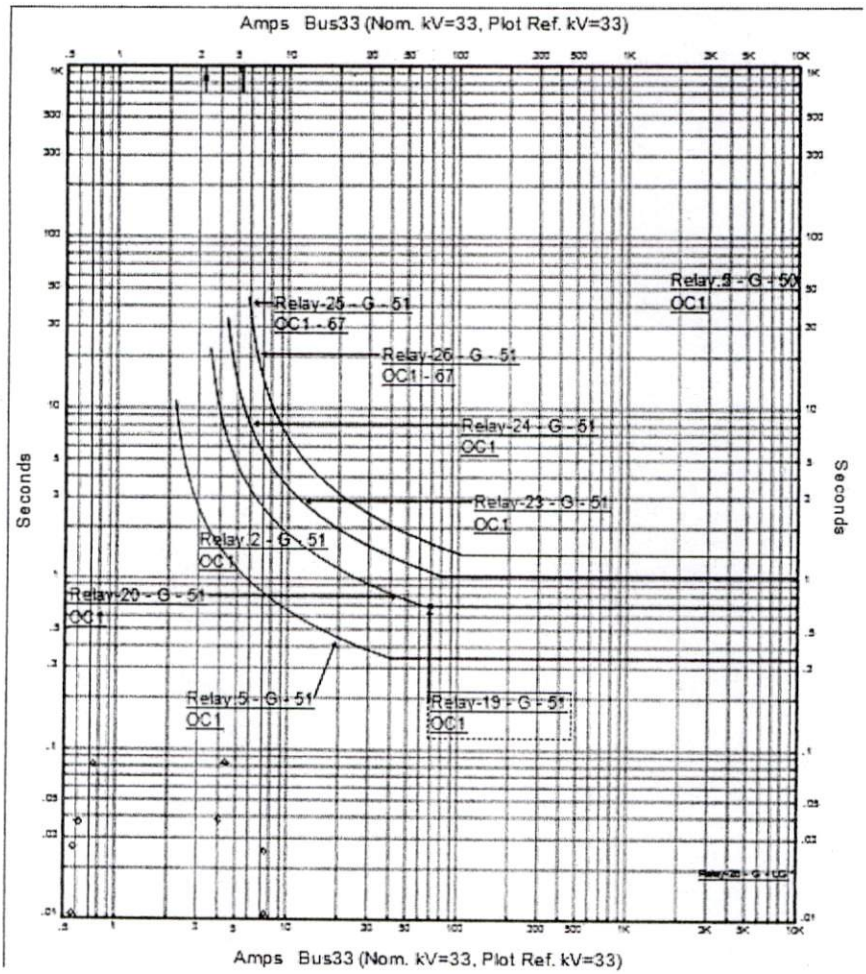
3. منحنيات المرحلات من خط مروى إلى خطي شندى.



شكل (5-4) يوضح منحنيات المرحلات من خط مروى إلى خطي شندى

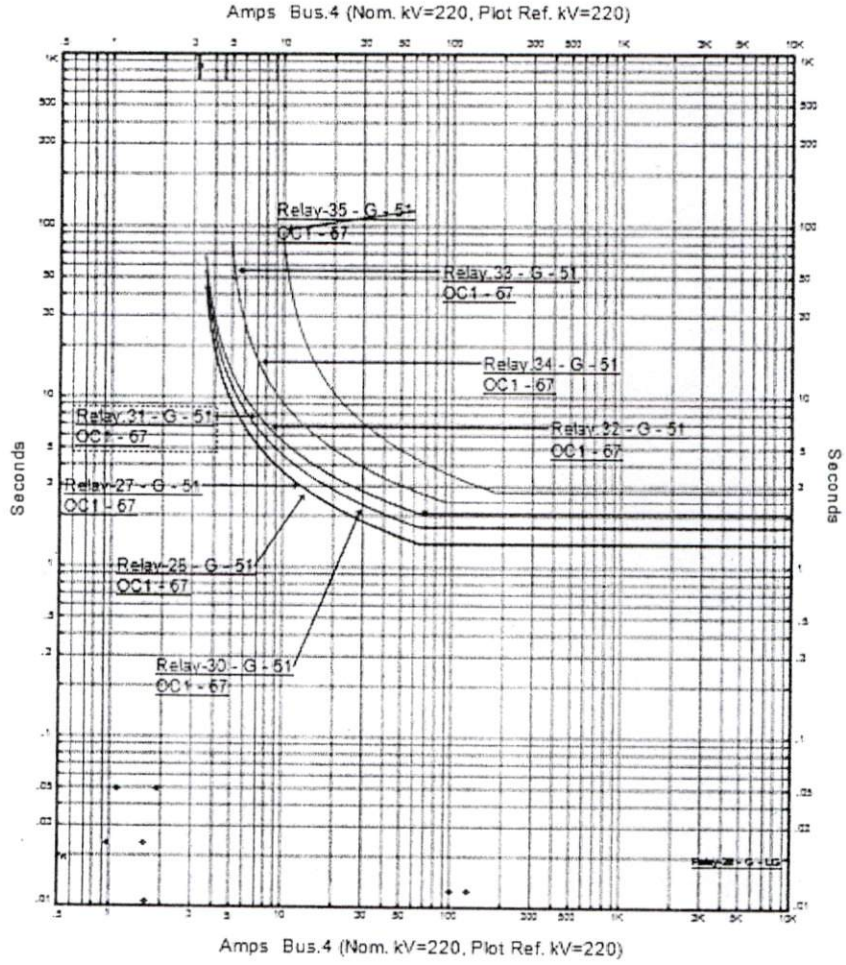
(5-4-3-2) منحنيات المرحلات فى حالة **phase-to-Ground Fault** :

1. منحنيات المرحلات من الأحمال إلى قضبان التوزيع 220 كيلوفولت:



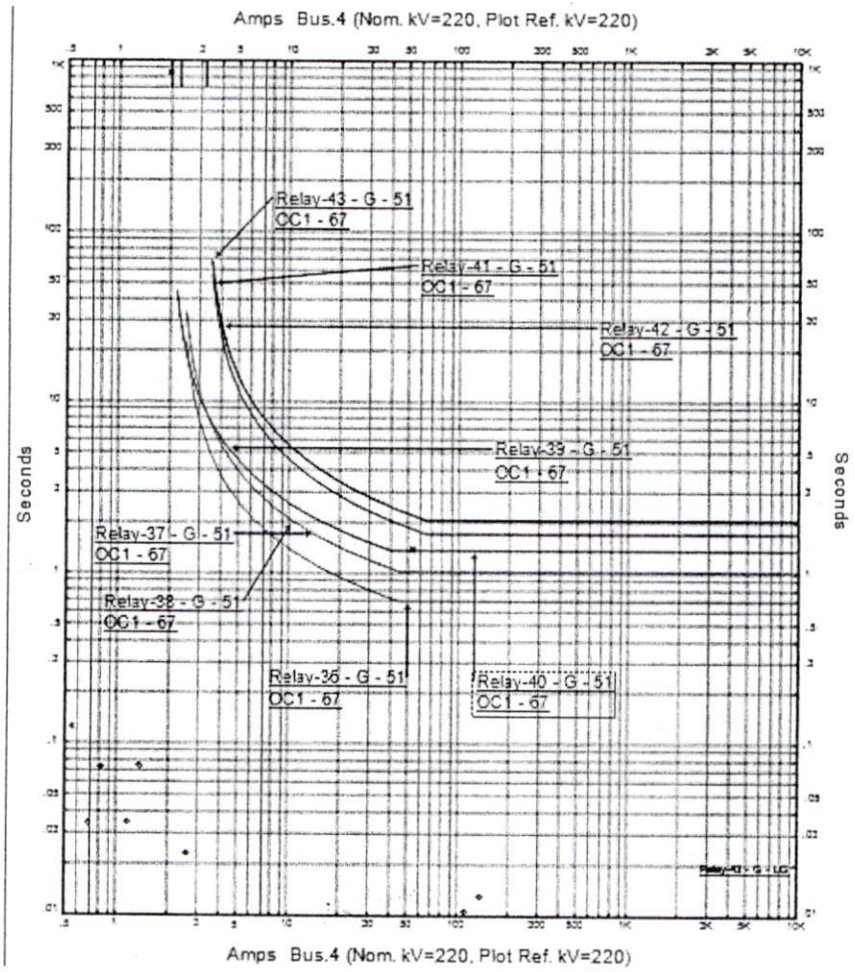
شكل (5-5) يوضح منحنيات المرحلات بين الأحمال وقضبان التوزيع 220 كيلوفولت

2.منحنيات المرحلات من خطى شندى إلى خط مروى:



شكل (5-6) يوضح منحنيات المرحلات من خطى شندى إلى خط مروى

3.منحنيات المرحلات من خط مروى إلى خطي شندى:



شكل (5-7) يوضح منحنيات المرحلات من خط مروى إلى خطي شندى

(5-4-4) قصر الدائرة (short circuit):

(5-4-4-1) قصر الدائرة فى حالة Symmetrical 3-Phase Fault:

1. العطل بين سيدون وقضبان التوزيع 33 كيلوفولت (BUS34):

الجدول (5-2) يوضح ترتيب زمن فصل المرحلات فى حالة العطل بين سيدون وقضبان التوزيع 33 كيلوفولت

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Sedoon & CB.5. Adjacent bus: Bus34

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 23-02-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay.5	14.159	10.0		Phase - OC1 - 50
93.0	CB.5		83.0		Tripped by Relay.5 Phase - OC1 - 50
340	Relay.5	14.159	340		Phase - OC1 - 51
423	CB.5		83.0		Tripped by Relay.5 Phase - OC1 - 51
680	Relay-20	14.159	680		Phase - OC1 - 51
763	CB-20		83.0		Tripped by Relay-20 Phase - OC1 - 51
1027	Relay-24	14.159	1027		Phase - OC1 - 51 - Forward
1110	CB.24		83.0		Tripped by Relay-24 Phase - OC1 - 51 - Forward
1367	Relay-26	2.124	1367		Phase - OC1 - 51 - Forward
1450	CB.26		83.0		Tripped by Relay-26 Phase - OC1 - 51 - Forward
2393	Relay-30	1.389	2393		Phase - OC1 - 51 - Forward
2476	CB.30		83.0		Tripped by Relay-30 Phase - OC1 - 51 - Forward
4267	Relay.31	0.694	4267		Phase - OC1 - 51 - Forward
4267	Relay.32	0.694	4267		Phase - OC1 - 51 - Forward
4350	CB.31		83.0		Tripped by Relay.31 Phase - OC1 - 51 - Forward
4350	CB.32		83.0		Tripped by Relay.32 Phase - OC1 - 51 - Forward
5597	Relay.33	0.306	5597		Phase - OC1 - 51 - Forward
5597	Relay.34	0.306	5597		Phase - OC1 - 51 - Forward
5680	CB.33		83.0		Tripped by Relay.33 Phase - OC1 - 51 - Forward
5680	CB.34		83.0		Tripped by Relay.34 Phase - OC1 - 51 - Forward
6136	Relay-35	0.611	6136		Phase - OC1 - 51 - Forward
6219	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Phase - OC1 - 51 - Forward
7434	Relay-42	0.369	7434		Phase - OC1 - 51 - Forward
7434	Relay-43	0.369	7434		Phase - OC1 - 51 - Forward
7517	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Phase - OC1 - 51 - Forward
7517	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Phase - OC1 - 51 - Forward

2. العطل بين رابط 220كيلوفولت (the fault between BUS.3 and BUS.4):

قضبان التوزيع

الجدول (5-3) يوضح ترتيب زمن فصل المرحلات فى حالة العطل بين رابط قضبان التوزيع 220 كيلوفولت.

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB-41 & CB.30. Adjacent bus: Bus.3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 23-02-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1712	Relay-30	4.691	1712		Phase - OC1 - 51 - Forward
1795	CB.30		83.0		Tripped by Relay-30 Phase - OC1 - 51 - Forward
1872	Relay-41	2.493	1872		Phase - OC1 - 51 - Forward
1955	CB-41		83.0		Tripped by Relay-41 Phase - OC1 - 51 - Forward
2304	Relay.31	2.346	2304		Phase - OC1 - 51 - Forward
2304	Relay.32	2.346	2304		Phase - OC1 - 51 - Forward
2387	CB.31		83.0		Tripped by Relay.31 Phase - OC1 - 51 - Forward
2387	CB.32		83.0		Tripped by Relay.32 Phase - OC1 - 51 - Forward
2645	Relay.33	1.032	2645		Phase - OC1 - 51 - Forward
2645	Relay.34	1.032	2645		Phase - OC1 - 51 - Forward
2728	CB.33		83.0		Tripped by Relay.33 Phase - OC1 - 51 - Forward
2728	CB.34		83.0		Tripped by Relay.34 Phase - OC1 - 51 - Forward
2900	Relay-35	2.064	2900		Phase - OC1 - 51 - Forward
2983	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Phase - OC1 - 51 - Forward
2990	Relay-42	1.246	2990		Phase - OC1 - 51 - Forward
2990	Relay-43	1.246	2990		Phase - OC1 - 51 - Forward
3073	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Phase - OC1 - 51 - Forward
3073	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Phase - OC1 - 51 - Forward

(5-4-4-2) قصر الدائرة فى حالة **phase-to-Ground Fault** :

1. العطل بين رابط قضبان التوزيع 220 كيلوفولت (BUS.3 betweenBUS.4):

الجدول (5-4) يوضح ترتيب زمن فصل المرحلات فى حالة العطل بين رابط القضبان 220 كيلوفولت.

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CB-41 & CB.30. Adjacent bus: Bus.3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 23-02-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1705	Relay-30	6.423	1705		Ground - OC1 - 51 - Forward
1705	Relay-41	1.74	1705		Ground - OC1 - 51 - Forward
1712	Relay-30	5.698	1712		Phase - OC1 - 51 - Forward
1788	CB.30		83.0		Tripped by Relay-30 Ground - OC1 - 51 - Forward
1788	CB-41		83.0		Tripped by Relay-41 Ground - OC1 - 51 - Forward
1795	CB.30		83.0		Tripped by Relay-30 Phase - OC1 - 51 - Forward
1879	Relay-41	2.469	1879		Phase - OC1 - 51 - Forward
1962	CB-41		83.0		Tripped by Relay-41 Phase - OC1 - 51 - Forward
2052	Relay.31	3.212	2052		Ground - OC1 - 51 - Forward
2052	Relay.32	3.212	2052		Ground - OC1 - 51 - Forward
2052	Relay-42	0.29	2052		Ground - OC1 - 51 - Forward
2052	Relay-43	0.29	2052		Ground - OC1 - 51 - Forward
2135	CB.31		83.0		Tripped by Relay.31 Ground - OC1 - 51 - Forward
2135	CB.32		83.0		Tripped by Relay.32 Ground - OC1 - 51 - Forward
2135	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Ground - OC1 - 51 - Forward
2135	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Ground - OC1 - 51 - Forward
2144	Relay.31	2.849	2144		Phase - OC1 - 51 - Forward
2144	Relay.32	2.849	2144		Phase - OC1 - 51 - Forward
2227	CB.31		83.0		Tripped by Relay.31 Phase - OC1 - 51 - Forward
2227	CB.32		83.0		Tripped by Relay.32 Phase - OC1 - 51 - Forward
2399	Relay.33	0.386	2399		Ground - OC1 - 51 - Forward
2399	Relay.34	0.386	2399		Ground - OC1 - 51 - Forward
2482	CB.33		83.0		Tripped by Relay.33 Ground - OC1 - 51 - Forward
2482	CB.34		83.0		Tripped by Relay.34 Ground - OC1 - 51 - Forward
2744	Relay-35	0.772	2744		Ground - OC1 - 51 - Forward
2801	Relay.33	0.909	2801		Phase - OC1 - 51 - Forward
2801	Relay.34	0.909	2801		Phase - OC1 - 51 - Forward
2827	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Ground - OC1 - 51 - Forward
2884	CB.33		83.0		Tripped by Relay.33 Phase - OC1 - 51 - Forward
2884	CB.34		83.0		Tripped by Relay.34 Phase - OC1 - 51 - Forward
3071	Relay-35	1.819	3071		Phase - OC1 - 51 - Forward
3154	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Phase - OC1 - 51 - Forward
3281	Relay-42	1.042	3281		Phase - OC1 - 51 - Forward
3281	Relay-43	1.042	3281		Phase - OC1 - 51 - Forward
3364	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Phase - OC1 - 51 - Forward
3364	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Phase - OC1 - 51 - Forward

توجد مجموعة من الأعطال فى أماكن مختلفة فى الملاحق.

الفصل السادس

الخلاصه

الفصل السادس

الخلاصة

الخلاصة:

تم بحمد الله تنفيذ الحماية من زيادة التيار والأعطال الأرضية فى محطة عطبرة التحويلية بإستخدام برنامج ETAP 12.6.0 وقد توصلنا إلى الكثير من الفائدة العميقة تتمثل فى الأتى:

1. معرفة ترتيب زمن فصل المرحلات.
2. فصل الجزء المتعطل دون إنقطاع أو فصل أكبر عدد من الأجزاء السليمة .
3. معرفة الحماية الإتجاهية وكيفية إستخدامها ومتى تستخدم.
4. معرفة كيفية إختار محول التيار المناسب.
5. التعرف على أنواع المرحـــــــــلات.

المراجع

المراجع

1. أ.د محمود جيلانى – نظم الحماية الكهربائية – القاهرة – إكتوبر 2006م.

2. Weseindhouse electric corporation _ Applied protective relaying – relay instrunents division – USA – 1982.

3. Anderson – p.m. – power system protection – macgraw hill – 1999.

الملاحـــق

الملاحق

الشكل التالى يوضح الضبط الأساسى لمحولات التيار والمرحلات فى محطة عطبرة التحويلية :

Substation :-		ATBARA				Relay type
Feeder	V level (Kv)	C.T ratio	Over current		Earth fault		
			Current setting	Time setting	Current setting	Time setting	
Merowe dam	500 KV	2000/1	100	0.7	15	0.71	REL 561
			1	0.1	0.15	0.1	RET 316
TR 3		1000/1	70	0.6	20	0.7	REL 561
TR 3		2000/1	0.35	0.085	0.1	0.1	RET 316
TR4		1000/1	70	0.6	20	0.71	REL 561
TR4		2000/1	0.35	0.085	0.1	0.1	RET 316
SHINDI (1)	220 KV	1600/1	0.78	0.45	0.15	0.475	MICOM P441
SHINDI (2)		1600/1	0.78	0.45	0.15	0.475	MICOM P142
PORT SUDAN		500/1	120	0.43	25	0.57	REL 561
			1.2	0.06	0.25	0.08	RET 316
TR 3		1000/1	132	0.64	30	0.66	REL 561
TR 3		2000/1	0.66	0.09	0.15	0.092	RET 316
TR4		1000/1	132	0.64	30	0.66	REL 561
TR4		2000/1	0.66	0.09	0.15	0.092	RET 316
BC		1600/1	0.8	0.55	0.18	0.57	MICOM P142
TR1		400/1	0.72/INST=4	0.45/0.07	0.2/INST=6	0.55/0.07	MICOM P142
TR2		400/1	0.72/INST=4	0.45/0.07	0.2/INST=6	0.55/0.07	MICOM P142
TR1	33 KV	2000/1	0.88	0.35	0.25	0.4	SEPAM 80
TR2		2000/1	0.6	0.35	0.25	0.4	SEPAM 80
BC		1600/1	0.56	0.3	0.1	0.3	SEPAM 80

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB.25 & T4. Adjacent bus: Bus.3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 23-02-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1367	Relay-25	7.174	1367		Phase - OC1 - 51 - Forward
1450	CB.25		83.0		Tripped by Relay-25 Phase - OC1 - 51 - Forward
1712	Relay-30	4.691	1712		Phase - OC1 - 51 - Forward
1795	CB.30		83.0		Tripped by Relay-30 Phase - OC1 - 51 - Forward
2304	Relay.31	2.346	2304		Phase - OC1 - 51 - Forward
2304	Relay.32	2.346	2304		Phase - OC1 - 51 - Forward
2387	CB.31		83.0		Tripped by Relay.31 Phase - OC1 - 51 - Forward
2387	CB.32		83.0		Tripped by Relay.32 Phase - OC1 - 51 - Forward
2645	Relay.33	1.032	2645		Phase - OC1 - 51 - Forward
2645	Relay.34	1.032	2645		Phase - OC1 - 51 - Forward
2728	CB.33		83.0		Tripped by Relay.33 Phase - OC1 - 51 - Forward
2728	CB.34		83.0		Tripped by Relay.34 Phase - OC1 - 51 - Forward
2900	Relay-35	2.064	2900		Phase - OC1 - 51 - Forward
2983	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Phase - OC1 - 51 - Forward
2990	Relay-42	1.246	2990		Phase - OC1 - 51 - Forward
2990	Relay-43	1.246	2990		Phase - OC1 - 51 - Forward
3073	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Phase - OC1 - 51 - Forward
3073	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Phase - OC1 - 51 - Forward

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CB-36 & CB-35. Adjacent bus: Bus.5

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 23-02-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
703	Relay-36	0.911	703		Phase - OC1 - 51 - Forward
786	CB-36		83.0		Tripped by Relay-36 Phase - OC1 - 51 - Forward
1395	Relay-37	0.455	1395		Phase - OC1 - 51 - Forward
1395	Relay-38	0.455	1395		Phase - OC1 - 51 - Forward
1478	CB-37		83.0		Tripped by Relay-37 Phase - OC1 - 51 - Forward
1478	CB-38		83.0		Tripped by Relay-38 Phase - OC1 - 51 - Forward
1761	Relay-39	1.035	1761		Phase - OC1 - 51 - Forward
1761	Relay-40	1.035	1761		Phase - OC1 - 51 - Forward
1844	CB-39		83.0		Tripped by Relay-39 Phase - OC1 - 51 - Forward
1844	CB-40		83.0		Tripped by Relay-40 Phase - OC1 - 51 - Forward
2012	Relay-41	2.07	2012		Phase - OC1 - 51 - Forward
2095	CB-41		83.0		Tripped by Relay-41 Phase - OC1 - 51 - Forward
2534	Relay-35	2.868	2534		Phase - OC1 - 51 - Forward
2617	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Phase - OC1 - 51 - Forward
3293	Relay-42	1.035	3293		Phase - OC1 - 51 - Forward
3293	Relay-43	1.035	3293		Phase - OC1 - 51 - Forward
3376	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Phase - OC1 - 51 - Forward
3376	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Phase - OC1 - 51 - Forward

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CB-36 & CB-35. Adjacent bus: Bus.5

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 23-02-2016

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
680	Relay-36	1.463	680		Phase - OC1 - 51 - Forward
680	Relay-36	2.582	680		Ground - OC1 - 51 - Forward
763	CB-36		83.0		Tripped by Relay-36 Phase - OC1 - 51 - Forward
763	CB-36		83.0		Tripped by Relay-36 Ground - OC1 - 51 - Forward
1020	Relay-37	1.291	1020		Ground - OC1 - 51 - Forward
1020	Relay-38	1.291	1020		Ground - OC1 - 51 - Forward
1103	CB-37		83.0		Tripped by Relay-37 Ground - OC1 - 51 - Forward
1103	CB-38		83.0		Tripped by Relay-38 Ground - OC1 - 51 - Forward
1143	Relay-37	0.732	1143		Phase - OC1 - 51 - Forward
1143	Relay-38	0.732	1143		Phase - OC1 - 51 - Forward
1226	CB-37		83.0		Tripped by Relay-37 Phase - OC1 - 51 - Forward
1226	CB-38		83.0		Tripped by Relay-38 Phase - OC1 - 51 - Forward
1360	Relay-39	0.806	1360		Ground - OC1 - 51 - Forward
1360	Relay-40	0.806	1360		Ground - OC1 - 51 - Forward
1443	CB-39		83.0		Tripped by Relay-39 Ground - OC1 - 51 - Forward
1443	CB-40		83.0		Tripped by Relay-40 Ground - OC1 - 51 - Forward
1705	Relay-41	1.612	1705		Ground - OC1 - 51 - Forward
1788	CB-41		83.0		Tripped by Relay-41 Ground - OC1 - 51 - Forward
1824	Relay-39	0.956	1824		Phase - OC1 - 51 - Forward
1824	Relay-40	0.956	1824		Phase - OC1 - 51 - Forward
1907	CB-39		83.0		Tripped by Relay-39 Phase - OC1 - 51 - Forward
1907	CB-40		83.0		Tripped by Relay-40 Phase - OC1 - 51 - Forward
2052	Relay-42	0.269	2052		Ground - OC1 - 51 - Forward
2052	Relay-43	0.269	2052		Ground - OC1 - 51 - Forward
2078	Relay-41	1.913	2078		Phase - OC1 - 51 - Forward
2135	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Ground - OC1 - 51 - Forward
2135	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Ground - OC1 - 51 - Forward
2161	CB-41		83.0		Tripped by Relay-41 Phase - OC1 - 51 - Forward
2744	Relay-35	1.212	2744		Ground - OC1 - 51 - Forward
2765	Relay-35	2.307	2765		Phase - OC1 - 51 - Forward
2827	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Ground - OC1 - 51 - Forward
2848	CB-35		83.0		Tripped by Relay-35 Phase - OC1 - 51 - Forward
3898	Relay-42	0.778	3898		Phase - OC1 - 51 - Forward
3898	Relay-43	0.778	3898		Phase - OC1 - 51 - Forward
3981	CB-42		83.0		Tripped by Relay-42 Phase - OC1 - 51 - Forward
3981	CB-43		83.0		Tripped by Relay-43 Phase - OC1 - 51 - Forward