

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
1059**

Première édition
First edition
1991-02

**Optimisation économique des sections
d'âme de câbles électriques de puissance**

**Economic optimization of power
cable size**



IEC NORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61059:1991

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
1059**

Première édition
First edition
1991-02

**Optimisation économique des sections
d'âme de câbles électriques de puissance**

**Economic optimization of power
cable size**

© CEI 1991 Droits de reproduction réservés — Copyright — all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève, Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
INTRODUCTION	6
 Articles	
1 Domaine d'application	12
2 Références normatives	12
3 Symboles	14
4 Calcul des coûts totaux	16
5 Détermination des sections économiques de l'âme	22
5.1 Première méthode: fourchette d'intensité de courant économique pour chaque âme d'une série de sections d'âme	22
5.2 Deuxième méthode: section économique de l'âme pour une charge donnée	24
 Annexes	
A Exemples de calculs de sections économiques de l'âme	28
B Estimation de la température moyenne et de la résistance des âmes	50

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
INTRODUCTION	7
 Clause	
1 Scope	13
2 Normative references	13
3 Symbols	15
4 Calculation of total costs	17
5 Determination of economic conductor sizes	23
5.1 First approach: economic current range for each conductor in a series of sizes	23
5.2 Second approach: economic conductor size for a given load	25
 Annexes	
A Examples of calculation of economic conductor sizes	29
B Mean conductor temperature and resistance	51

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

OPTIMISATION ÉCONOMIQUE DES SECTIONS D'ÂME DE Câbles Électriques DE PUISSANCE

AVANT-PROPOS

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

La présente Norme internationale a été établie par le Sous-Comité 20A: Câbles de haute tension, du Comité d'Etudes n° 20 de la CEI: Câbles électriques.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

DIS	Rapport de vote
20A(BC)131	20A(BC)139

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Les annexes A et B sont données uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ECONOMIC OPTIMIZATION OF POWER CABLE SIZE

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

This International Standard has been prepared by Sub-Committee 20A: High-voltage cables, of IEC Technical Committee No. 20: Electric cables.

The text of this standard is based on the following documents:

DIS	Report on Voting
20A(CO)131	20A(CO)139

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the Voting Report indicated in the above table.

Annexes A and B are for information only.

INTRODUCTION

1 Aspects généraux

La procédure généralement utilisée pour le choix d'une section d'âme de câble conduit à retenir la section minimale admissible, ce qui diminue également le coût d'investissement initial du câble. Elle ne tient pas compte du coût des pertes intervenant pendant la durée de vie du câble.

Le coût croissant de l'énergie, venant s'ajouter aux pertes d'énergie importantes provoquées par les températures de fonctionnement élevées possibles avec les nouveaux matériaux isolants (par exemple 90 °C pour le PR et l'EPR), impose actuellement d'effectuer le choix des sections de câble en fonction de critères économiques plus larges. Plutôt que de réduire uniquement le coût initial, il convient de minimiser également le coût des pertes sur la durée de vie économique du câble. Concernant cette dernière condition, le choix d'une section de câble plus forte que celle déterminée pour obtenir un coût initial minimal conduit à des pertes plus faibles pour le même courant, ce qui est beaucoup moins coûteux, si l'on considère sa durée de vie économique.

On peut calculer les coûts futurs des pertes d'énergie pendant la durée de vie économique d'un câble en évaluant de façon adéquate l'accroissement de la charge et le coût de l'énergie. La section d'âme la plus économique est obtenue en minimisant la somme des coûts futurs des pertes d'énergie et du coût initial d'achat et d'installation.

Lorsque l'on choisit une section d'âme de câble plus forte que celle déterminée par les contraintes thermiques, l'économie sur le coût global est due à une réduction considérable du coût des pertes par effet Joule comparées à l'augmentation du coût d'achat. Pour les valeurs des paramètres financiers et électriques utilisées dans la présente norme et qui ne sont pas exceptionnelles, l'économie sur le coût total d'achat et d'exploitation est de l'ordre de 50 % (voir l'article A.6 de l'annexe A). Les calculs effectués sur des périodes financières beaucoup plus courtes peuvent conduire à un résultat analogue.

Un point également important, et qui est démontré par des exemples, réside dans le fait que les économies possibles ne dépendent pas de façon critique de la section d'âme lorsqu'elle se situe dans la zone des valeurs économiques, voir la figure A.3. Cela entraîne deux implications:

- a) L'impact des erreurs sur les données financières, particulièrement celles qui déterminent les coûts futurs, est faible. Alors qu'il est avantageux de rechercher des données aussi précises que possible, on peut réaliser des économies considérables en utilisant des données basées sur des estimations raisonnables.
- b) Il est possible, sans perdre une trop grande partie des bénéfices réalisés en choisissant une section d'âme économique, d'accorder l'importance qui convient à d'autres considérations sur le choix des sections d'âme qui entrent dans le coût global d'une installation, telles que les courants de défaut, les chutes de tension et les sections d'âme normalisées.

INTRODUCTION

1 General part

The procedure generally used for the selection of a cable size leads to the minimum admissible cross-sectional area, which also minimizes the initial investment cost of the cable. It does not take into account the cost of the losses that will occur during the life of the cable.

The increasing cost of energy, together with the high energy losses which follow from the operating temperatures possible with the newer insulating materials (e.g. 90 °C for XLPE and EPR), now requires that cable size selection be considered on wider economic grounds. Rather than minimizing the initial cost only, the sum of the initial cost and the cost of the losses over the economic life of the cable should also be minimized. For this latter condition a larger size of conductor than would be chosen based on minimum initial cost will lead to a lower power loss for the same current and will, when considered over its economic life, be much less expensive.

The future costs of energy losses during the economic life of the cable can be calculated by making suitable estimates of load growth and cost of energy. The most economical size of conductor is achieved when the sum of the future costs of energy losses and the initial cost of purchase and installation are minimized.

The saving in overall cost, when a conductor size larger than that determined by thermal constraints is chosen, is due to the considerable reduction in the cost of the joule losses compared with the increase in cost of purchase. For the values of the financial and electrical parameters used in this standard, which are not exceptional, the saving in the combined cost of purchase and operation is of the order of 50 % (see clause A.6 in annex A). Calculations for much shorter financial periods can show a similar pattern.

A further important feature, which is demonstrated by examples, is that the savings possible are not critically dependent on the conductor size when it is in the region of the economic value, see figure A.3. This has two implications:

- a) The impact of errors in financial data, particularly those which determine future costs, is small. While it is advantageous to seek data having the best practicable accuracy, considerable savings can be achieved using data based on reasonable estimates.
- b) Other considerations with regard to the choice of conductor size which feature in the overall economics of an installation, such as fault currents, voltage drop and size rationalization, can all be given appropriate emphasis without losing too many of the benefits arising from the choice of an economic size.

2 Aspects économiques

Pour ajouter les coûts d'achat et d'installation au coût des pertes d'énergie intervenant pendant la durée de vie économique du câble, il est nécessaire de les exprimer en termes de valeurs économiques comparables, c'est-à-dire des valeurs qui se rapportent à une même époque dans le temps. Il est pratique d'utiliser la date d'achat de l'installation comme point de référence et de s'y référer comme le «présent». Les coûts «futurs» des pertes d'énergie sont ensuite convertis en leurs «valeurs actuelles» équivalentes. On utilise pour cela le processus d'actualisation, le taux d'actualisation étant lié au coût des emprunts.

Dans la procédure donnée ici, il a été fait abstraction de l'inflation car elle a une influence à la fois sur le coût des emprunts et sur le coût de l'énergie. Si ces paramètres sont considérés sur une même durée et que les effets de l'inflation sont approximativement les mêmes pour les deux, le choix d'une section d'âme économique peut être fait de façon satisfaisante sans y ajouter la complication de l'inflation.

Pour calculer la valeur actualisée des coûts des pertes, il est nécessaire de choisir des valeurs appropriées pour l'accroissement futur de la charge, les augmentations annuelles du prix du kWh et les taux annuels d'actualisation pendant la durée de vie économique du câble, qui peut être de 25 ans ou plus. Cette norme ne peut pas donner d'indications sur ces aspects, ceux-ci étant liés aux conditions et aux contraintes financières des installations particulières. On se contente de donner ici des formules appropriées; le choix des facteurs économiques incombe au concepteur et à l'utilisateur.

Les formules proposées dans cette norme sont simples, mais lors de leur application, il convient de ne pas oublier qu'elles sont basées sur l'hypothèse d'une stabilité des paramètres financiers sur toute la durée de vie économique du câble. Les observations précédentes sur les effets de la précision de ces paramètres sont néanmoins également valables ici.

Il y a deux façons d'aborder le calcul de la section économique, qui s'appuient sur les mêmes concepts financiers. La première, fondée sur la considération d'une série de sections d'âme, consiste à calculer une fourchette de courants économiques pour chacune des sections envisagées pour des conditions d'installation particulières et, ensuite, à choisir la section dont la fourchette économique répond à la valeur requise de la charge. Cette méthode est applicable dans le cas de plusieurs installations similaires. La seconde méthode, qui peut s'avérer meilleure quand il s'agit d'une seule installation, consiste à calculer la section optimale pour la charge requise et à choisir ensuite la section d'âme normalisée la plus proche.

3 Autres critères

On doit également considérer d'autres critères, tels les courants de court-circuit et leur durée, les chutes de tension et la gamme des sections d'âme normalisées. Cependant, un câble choisi du fait de sa section d'âme économique peut être également satisfaisant sur ces divers points, de sorte que, lors du dimensionnement d'un câble, il peut être utile de suivre la séquence suivante:

- a) calculer la section d'âme économique;
- b) vérifier, en utilisant les méthodes données dans la CEI 287 et la CEI 853, que la section déterminée en a) est suffisante pour transporter la charge maximale prévue à la fin de la période économique, sans que la température de l'âme dépasse la valeur maximale admissible;

2 Economic aspects

In order to combine the purchase and installation costs with costs of energy losses arising during the economic life of a cable, it is necessary to express them in comparable economic values, that is values which relate to the same point in time. It is convenient to use the date of purchase of the installation as this point and to refer to it as the "present". The "future" costs of the energy losses are then converted to their equivalent "present values". This is done by the process of discounting, the discounting rate being linked to the cost of borrowing money.

In the procedure given here inflation has been omitted on the grounds that it will affect both the cost of borrowing money and the cost of energy. If these items are considered over the same period of time and the effect of inflation is approximately the same for both, the choice of an economic size can be made satisfactorily without introducing the added complication of inflation.

To calculate the present value of the costs of the losses it is necessary to choose appropriate values for the future development of the load, annual increases in kWh price and annual discounting rates over the economic life of the cable, which could be 25 years or more. It is not possible to give guidance on these aspects in this standard because they are dependent on the conditions and financial constraints of individual installations. Only the appropriate formulae are given: it is the responsibility of the designer and the user to agree on the economic factors to be used.

The formulae proposed in this standard are straightforward, but in their application due regard should be taken of the assumption that the financial parameters are assumed to remain unchanged during the economic life of the cable. Nevertheless, the above comments on the effect of the accuracy of these parameters is relevant here also.

There are two approaches to the calculation of the economic size, based on the same financial concepts. The first, where a series of conductor sizes is being considered, is to calculate a range of economic currents for each of the conductor sizes envisaged for particular installation conditions and then to select that size whose economic range contains the required value of the load. This approach is appropriate where several similar installations are under consideration. The second method, which may be more suitable where only one installation is involved, is to calculate the optimum cross-sectional area for the required load and then to select the closest standard conductor size.

3 Other criteria

Other criteria, for example short-circuit current and its duration, voltage drop and cable size rationalization, must be considered also. However, a cable chosen to have an economical size of conductor may well be satisfactory also from these other points of view, so that when sizing a cable the following sequence may be advantageous:

- a) calculate the economic cross-sectional area;
- b) check by the methods given in IEC 287 and IEC 853 that the size indicated by a) is adequate to carry the maximum load expected to occur at the end of the economic period without its conductor temperature exceeding the maximum permitted value;

- c) vérifier que la section de câble choisie peut supporter en toute sécurité les courants de court-circuit prévus et les courants de défaut à la terre pendant les durées correspondantes;
- d) vérifier que la chute de tension à l'extrémité du câble reste dans des limites acceptables;
- e) vérifier que la section de câble satisfait bien aux autres critères propres à l'installation.

Pour compléter le domaine du choix économique, il convient d'accorder une importance suffisante aux conséquences des interruptions d'alimentation. Il peut s'avérer nécessaire d'utiliser une section d'âme plus forte que ne l'exigent les conditions de charge normales et/ou le choix économique, ou d'adapter le réseau en conséquence.

Les conséquences financières entraînées par des décisions erronées, pondérées par un facteur de probabilité, peuvent également entrer dans les composantes du coût. Cependant, cela conduit à pénétrer dans le domaine de la théorie de la décision, qui ne fait pas l'objet de cette norme.

Ainsi, le dimensionnement économique d'un câble ne représente qu'un des aspects économiques de la liaison dans son ensemble et peut céder le pas à d'autres facteurs économiques prépondérants.

- c) check that the size of cable selected can safely withstand the prospective short-circuit and earth fault currents for the corresponding durations;
- d) check that the voltage drop at the end of the cable remains within acceptable limits;
- e) check against other criteria appropriate to the installation.

To complete the field of economic selection, proper weight should be given to the consequences of interruption of supply. It may be necessary to use a larger cross-section of conductor than the normal load conditions require and/or the economic choice would suggest, or to adapt the network accordingly.

A further cost component may be recognized in the financial consequence of making a faulty decision weighted by its probability. However, in doing so one enters the field of decision theory which is outside the scope of this standard.

Thus, economic cable sizing is only a part of the total economic consideration of a system and may give way to other important economic factors.

OPTIMISATION ÉCONOMIQUE DES SECTIONS D'ÂME DE Câbles Électriques DE Puissance

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale traite uniquement du choix économique des sections d'âme de câbles basé sur les pertes par effet Joule. Les pertes liées à la tension n'ont pas été prises en compte.

NOTES

1 Il est recommandé de ne pas utiliser la méthode donnée dans cette norme pour les câbles fonctionnant à des niveaux de tensions supérieures ou égales aux valeurs suivantes (voir CEI 287):

Type de câble	Tension du réseau U_0 kV
Câbles isolés au papier imprégné:	
type «solid»	38
à huile et sous pression de gaz	63,5
Câbles isolés avec d'autres matériaux:	
caoutchouc butyle	18
EPR	63,5
PVC	6
PE (HD et BD)	127
PR (non chargé)	127
PR (chargé)	63,5

2 Les modifications à la méthode donnée dans cette norme, destinées à prendre en compte les pertes diélectriques, sont à l'étude.

De la même façon, des questions telles que la maintenance, les pertes d'énergie dans les systèmes à refroidissement forcé et les coûts d'énergie fonction de l'heure du jour ne sont pas traitées dans cette norme.

Un exemple d'application de la méthode à une liaison d'alimentation hypothétique est donné en annexe A.

2 Références normatives

Les normes suivantes contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente Norme internationale. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Toute norme est sujette à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente Norme internationale sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des normes indiquées ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 228: 1978, *Ames des câbles isolés.*

CEI 287: 1982, *Calcul du courant admissible dans les câbles en régime permanent (facteur de charge 100 %).*

CEI 853, *Calcul des capacités de transport des câbles pour les régimes de charge cycliques et de surcharge de secours.*

ECONOMIC OPTIMIZATION OF POWER CABLE SIZE

1 Scope

This International Standard deals solely with the economic choice of conductor size based on joule losses. Voltage dependent losses have not been considered.

NOTES

- 1 It is recommended that the method given in this standard should not be used for cables operating on system voltages equal to or greater than the following (see IEC 287):

Type of cable	System voltage U_0 kV
Cables insulated with impregnated paper:	
solid type	38
oil-filled and gas pressure	63,5
Cables with other types of insulation:	
butyl rubber	18
EPR	63,5
PVC	6
PE (HD and LD)	127
XLPE (unfilled)	127
XLPE (filled)	63,5

- 2 Modifications to the method given in this standard in order to take dielectric losses into account are under consideration.

Likewise, matters such as maintenance, energy losses in forced cooling systems and time of day energy costs have not been included in this standard.

An example of the application of the method to a hypothetical supply system is given in annex A.

2 Normative references

The following standards contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All standards are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the standards indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 228: 1978, *Conductors of insulated cables*.

IEC 287: 1982, *Calculation of the continuous current rating of cables (100 % load factor)*.

IEC 853, *Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables*.

3 Symboles

A	= composante variable linéique du coût liée à la section de l'âme	cu/m.mm ²
B	= grandeur auxiliaire définie par l'équation (16)	–
C	= composante constante linéique du coût liée aux conditions de pose, etc.	cu/m
CT	= coût total d'une liaison	cu
D	= frais annuels pour couvrir les pertes	cu/W.année
F	= grandeur auxiliaire définie par l'équation (10)	cu/W
$I_{\max}$	= intensité du courant à la charge maximale au cours de la première année, c'est-à-dire valeur moyenne horaire la plus élevée	A
$I(t)$	= intensité du courant en fonction du temps	A
l	= longueur de câble	m
CJ	= valeur actualisée du coût des pertes par effet Joule pendant N années	cu
N	= période couverte par les calculs financiers, également dénommée «durée de vie économique»	année
N_p	= nombre de conducteurs de phase par circuit	–
N_c	= nombre de circuits transportant une charge de même type et de même valeur	–
P	= coût d'un wattheure au niveau de tension approprié	cu/W.h
Cl	= coût après installation de la longueur de câble considérée	cu
Cl_2	= coût après installation d'un câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure	cu
Cl_1	= coût après installation d'un câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure	cu
$Cl(S)$	= coût après installation d'un câble en fonction de sa section	cu
Q	= grandeur auxiliaire définie par l'équation (8)	–
R	= résistance linéique du câble en courant alternatif, y compris les effets de $y_p, y_s, \lambda_1, \lambda_2$ (considérée comme une valeur constante à une température moyenne de fonctionnement, voir l'article 4)	Ω/m
R_2	= résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section normalisée immédiatement supérieure	Ω/m

3 Symbols

A	= variable component of cost per unit length related to conductor size	cu/m.mm ²
B	= auxiliary quantity defined by equation (16)	—
C	= constant component of cost per unit length related to laying conditions etc.	cu/m
CT	= total cost of a system	cu
D	= demand charge each year	cu/W.year
F	= auxiliary quantity defined by equation (10)	cu/W
$I_{\max}$	= maximum load in first year i.e. the highest hourly mean value	A
$I(t)$	= load as a function of time	A
l	= cable length	m
CJ	= present value of the cost of joule losses during N years	cu
N	= period covered by financial calculations, also referred to as "economic life"	year
N_p	= number of phase conductors per circuit	—
N_c	= number of circuits carrying the same type and value of load	—
P	= cost of one watt-hour at relevant voltage level	cu/W.h
CI	= installed cost of the length of cable being considered	cu
CI_2	= installed cost of the next larger standard size of conductor	cu
CI_1	= installed cost of the next smaller standard size of conductor	cu
$CI(S)$	= installed cost of a cable as a function of its cross-sectional area	cu
Q	= auxiliary quantity defined by equation (8)	—
R	= cable a.c. resistance per unit length, including the effect of $y_p, y_s, \lambda_1, \lambda_2$, (considered to be a constant value at an average operating temperature, see clause 4)	Ω/m
R_2	= a.c. resistance per unit length of next larger standard conductor size	Ω/m

R_1	= résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section normalisée immédiatement inférieure	Ω/m
$R(S)$	= résistance linéique en courant alternatif d'une âme en fonction de sa section	Ω/m
S	= section de l'âme d'un câble	mm^2
S_{ec}	= section économique de l'âme	mm^2
T	= temps de fonctionnement à pertes maximales par effet Joule	h/année
a	= accroissement annuel de I_{max}	%
b	= augmentation annuelle de P non provoquée par l'inflation	%
i	= taux d'actualisation utilisé pour le calcul des valeurs actuelles	%
r	= grandeur auxiliaire définie par l'équation (9)	-
t	= temps	h
y_p	= facteur d'effet de proximité, voir CEI 287	-
y_s	= facteur d'effet de peau, voir CEI 287	-
α_{20}	= coefficient de variation de la résistance électrique de l'âme en fonction de la température, pris à 20 °C	1/K
θ	= température assignée maximale de service à l'âme du câble	°C
θ_a	= température ambiante moyenne	°C
θ_m	= température moyenne de service de l'âme du câble	°C
λ_1, λ_2	= facteurs de pertes dans les gaines métalliques et dans l'armure, voir CEI 287	-
μ	= facteur de charge des pertes, voir CEI 853	-
ρ_{20}	= résistivité de l'âme à 20 °C, voir 5.2	$\Omega.m$

4 Calcul des coûts totaux

Le coût total d'installation et d'exploitation d'un câble pendant sa durée de vie économique, exprimé en valeurs actualisées, se calcule comme exposé ci-après. Il est à noter que, toutes les grandeurs financières sont exprimées en unités de monnaie arbitraires, (cu).

$$\text{Le coût total} = CT = CI + CJ \text{ (cu)} \quad (1)$$

où

CI = coût de la longueur de câble installé, cu;

CJ = coût équivalent à la date de l'achat de l'installation, c'est-à-dire valeur actualisée des pertes par effet Joule pendant une durée de vie économique de N années, cu.

R_1	= a.c. resistance per unit length of next smaller standard conductor size	Ω/m
$R(S)$	= a.c. resistance per unit length of a conductor as a function of its area	Ω/m
S	= cross-sectional area of a cable conductor	mm^2
S_{ec}	= economic conductor size	mm^2
T	= operating time at maximum joule loss	h/year
a	= annual increase in I_{max}	%
b	= annual increase in P , not covered by inflation	%
i	= discounting rate used to compute present values	%
r	= auxiliary quantity defined by equation (9)	—
t	= time	h
y_p	= proximity effect factor, see IEC 287	—
y_s	= skin effect factor, see IEC 287	—
α_{20}	= temperature coefficient of conductor resistance at 20 °C	$1/\text{K}$
θ	= maximum rated conductor operating temperature	°C
θ_a	= ambient average temperature	°C
θ_m	= mean operating conductor temperature	°C
λ_1, λ_2	= sheath and armour loss factors, see IEC 287	—
μ	= loss load factor, see IEC 853	—
ρ_{20}	= conductor resistivity at 20 °C, see 5.2	$\Omega.\text{m}$

4 Calculation of total costs

The total cost of installing and operating a cable during its economic life, expressed in present values, is calculated as follows. Note that all financial quantities are expressed in arbitrary currency units, (cu).

$$\text{The total cost} = CT = CI + CJ \text{ (cu)} \quad (1)$$

where

CI = the cost of the installed length of cable, cu;

CJ = the equivalent cost at the date the installation was purchased, i.e. the present value, of the joule losses during an economic life of N years, cu.

Evaluation de CJ

Le coût total dû aux pertes se compose de deux parties: a) les frais d'énergie, et b) le coût associé à une puissance de pointe supplémentaire nécessaire pour couvrir les pertes.

a) Coût dû aux frais d'énergie

$$\text{Pertes d'énergie pendant la première année} = (I_{\max}^2 \cdot R \cdot l \cdot N_p \cdot N_c) T \text{ (W.h)} \quad (2)$$

où

$I_{\max}$ = intensité à la charge maximale au cours de la première année, A;

l = longueur de câble, m;

R = résistance linéique apparente de l'âme du câble en courant alternatif, tenant compte des effets de peau et de proximité (γ_p , γ_s) et des pertes dans les écrans métalliques et l'armure (λ_1 , λ_2), Ω/m .

La section économique de l'âme étant généralement supérieure à la section basée sur des considérations d'ordre thermique (c'est-à-dire la section déterminée par l'utilisation des CEI 287 et/ou CEI 853), sa température sera inférieure à la valeur maximale admissible. En l'absence d'informations plus précises, il est commode de supposer R constant, sa valeur correspondant à la température de $(\theta - \theta_a)/3 + \theta_a$.

Ici, θ est la température maximale assignée à l'âme pour le type de câble concerné et θ_a est la température ambiante moyenne. Le diviseur 3 est empirique, voir annexe B.

NOTE - Si l'on demande une précision plus grande (par exemple, lorsque les calculs n'indiquent pas clairement quelle section nominale il convient de choisir ou que l'augmentation de la charge est telle que sa valeur durant les dernières années est notablement supérieure à celle de la première année), on peut faire une meilleure estimation de la température de l'âme en partant de la section d'âme de ce câble, obtenue à partir de la température approximative indiquée ci-dessus.

Des méthodes pour une estimation plus précise de la température et de la résistance de l'âme sont données dans l'annexe B. La section économique est ensuite déterminée à nouveau, en utilisant la valeur révisée de la résistance de l'âme.

L'effet de la résistance de l'âme sur la valeur de la section économique est faible et il est rarement nécessaire de refaire l'itération une seconde fois.

N_p = nombre de conducteurs de phase par circuit;

N_c = nombre de circuits transportant une charge de même valeur et de même type;

T = temps de fonctionnement à pertes maximales par effet joule, h/année;

= nombre d'heures par année de fonctionnement au courant maximal $I_{\max}$ qu'il faudrait pour produire les mêmes pertes totales annuelles d'énergie que le courant de charge variable effectif;

$$T = \int_0^{8760} \frac{I(t)^2 \cdot dt}{I_{\max}^2}$$

Si le facteur de charge des pertes μ est connu et peut être supposé constant pendant la durée de vie économique du câble, on a alors:

$$T = \mu \cdot 8760$$

Voir la CEI 853 pour l'obtention du facteur de pertes de charge, μ ;

t = temps, h;

$I(t)$ = courant de charge en fonction du temps, A.

Evaluation of C_J

The total cost due to the losses is composed of two parts: a) the energy charge and b) the charge for the additional supply capacity to provide the losses.

a) Cost due to energy charge

$$\text{Energy loss during the first year} = (I_{\max}^2 \cdot R \cdot l \cdot N_p \cdot N_c) T \quad (\text{W.h}) \quad (2)$$

where

$I_{\max}$ = maximum load on the cable during the first year, A;

l = length of cable, m;

R = apparent a.c. resistance of a conductor per unit length, taking into account both skin and proximity effects (y_p, y_s) and losses in metal screens and armour (λ_1, λ_2), Ω/m .

As the economic conductor size is usually larger than the size based on thermal considerations (i.e. the size determined by the use of IEC 287 and/or IEC 853), its temperature will be lower than the maximum permissible value. It is convenient to assume, in the absence of more precise information, that R is constant and has a value corresponding to a temperature of $(\theta - \theta_a)/3 + \theta_a$.

Here θ is the maximum rated conductor temperature for the type of cable concerned and θ_a is the ambient average temperature. Factor 3 is empirical, see annex B.

NOTE - If greater precision is required (for example where the calculations do not indicate clearly which nominal conductor size should be chosen or the growth in load is such that its value during the final years is significantly higher than that of the first year) a better estimate of conductor temperature can be made using as a starting point the conductor size obtained from the approximate temperature given above.

Methods for making a more refined estimate of conductor temperature and resistance are given in annex B. The economical size is then redetermined using the revised value of conductor resistance.

The effect of conductor resistance on the value of the economical size is small and it is seldom worthwhile to perform the iteration more than once.

N_p = number of phase conductors per circuit;

N_c = number of circuits carrying the same value and type of load;

T = operating time at maximum joule loss, h/year;

= number of hours per year that the maximum current $I_{\max}$ would need to flow in order to produce the same total yearly energy losses as the actual, variable, load current;

$$T = \int_0^{8760} \frac{I(t)^2 \cdot dt}{I_{\max}^2}$$

If the loss load factor μ is known and can be assumed to be constant during the economic life, then:

$$T = \mu \cdot 8760$$

See IEC 853 for the derivation of the loss load factor, μ ;

t = time, h;

$I(t)$ = load current as a function of time, A.

Le coût des pertes au cours de la première année est:

$$= (I_{\max}^2 \cdot R \cdot I \cdot N_p \cdot N_c) \cdot T \cdot P \quad (\text{cu}) \quad (3)$$

où

P = coût d'un wattheure au niveau de tension approprié, cu/W.h.

b) *Coût dû à la capacité additionnelle de production*

Le coût de la capacité de production additionnelle nécessaire pour compenser ces pertes est:

$$= (I_{\max}^2 \cdot R \cdot I \cdot N_p \cdot N_c) \cdot D \quad (\text{cu/année}) \quad (4)$$

où

D = frais annuels pour couvrir ces pertes, cu/W.année.

Le coût global des pertes au cours de la première année est donc:

$$= (I_{\max}^2 \cdot R \cdot I \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D) \quad (\text{cu}) \quad (5)$$

Si les coûts sont payés en fin d'année, leur valeur actualisée à la date d'achat de l'installation est:

$$= \frac{(I_{\max}^2 \cdot R \cdot I \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D)}{(1 + i/100)} \quad (\text{cu}) \quad (6)$$

où

i = taux d'actualisation, en faisant abstraction de l'inflation, %.

De la même façon, la valeur actuelle des coûts de l'énergie pendant N années de service, actualisée à la date de l'achat est:

$$CJ = (I_{\max}^2 \cdot R \cdot I \cdot N_p \cdot N_c) \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i/100)} \quad (\text{cu}) \quad (7)$$

où

Q = coefficient prenant en compte l'accroissement de charge, l'augmentation du coût de l'énergie pendant les N années et le taux d'actualisation.

$$= \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad (8)$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 \cdot (1 + b/100)}{(1 + i/100)} \quad (9)$$

et

a = accroissement annuel de charge, %;

b = augmentation annuelle du coût de l'énergie, abstraction faite de l'inflation, %.

The cost of the first year's losses is:

$$= (I_{\max}^2 \cdot R.I.N_p.N_c) \cdot T.P \text{ (cu)} \quad (3)$$

where

P = cost of one watt-hour of energy at the relevant voltage level, cu/W.h.

b) *Cost due to additional supply capacity*

The cost of additional supply capacity to provide these losses is:

$$= (I_{\max}^2 \cdot R.I.N_p.N_c) \cdot D \text{ (cu/year)} \quad (4)$$

where

D = demand charge per year, cu/W.year.

The overall cost of the first year's losses is therefore:

$$= (I_{\max}^2 \cdot R.I.N_p.N_c) \cdot (T.P + D) \text{ (cu)} \quad (5)$$

If costs are paid at the end of the year, then at the date of the purchase of the installation their present value is:

$$= \frac{(I_{\max}^2 \cdot R.I.N_p.N_c) \cdot (T.P + D)}{(1 + i/100)} \text{ (cu)} \quad (6)$$

where

i = discount rate, not including the effect of inflation, %.

Similarly, the present value of energy costs during N years of operation, discounted to the date of purchase is:

$$CJ = (I_{\max}^2 \cdot R.I.N_p.N_c) \cdot (T.P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + i/100)} \text{ (cu)} \quad (7)$$

where

Q = a coefficient taking into account the increase in load, the increase in cost of energy over N years and the discount rate.

$$= \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad (8)$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 \cdot (1 + b/100)}{(1 + i/100)} \quad (9)$$

and

a = increase in load per year, %;

b = increase in cost of energy per year, not including the effect of inflation, %.

Lorsque l'utilisation de différentes sections d'âme de câble nécessite plusieurs calculs, il est avantageux d'exprimer tous les paramètres, à l'exception du courant et de la résistance de l'âme, par un seul coefficient F , où

$$F = N_p \cdot N_c \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + I/100)} \quad (\text{cu/W}) \quad (10)$$

Le coût total est alors donné par:

$$CT = CI + I_{\max}^2 \cdot R \cdot L \cdot F \quad (\text{cu}) \quad (11)$$

5 Détermination des sections économiques de l'âme

5.1 Première méthode: fourchette d'intensité de courant économique pour chaque âme d'une série de sections d'âmes

Toutes les sections d'âme ont une fourchette d'intensité de courant économique pour des conditions d'installation données. Les limites inférieure et supérieure de la fourchette économique sont données par:

$$\text{limite inférieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F \cdot L \cdot (R_1 - R)}} \quad (A) \quad (12)$$

$$\text{limite supérieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F \cdot L \cdot (R - R_2)}} \quad (A) \quad (13)$$

où

CI = coût après installation de la longueur du câble de section considérée, cu;

R = résistance linéique en courant alternatif de l'âme de la section considérée, Ω/m ;

CI_1 = coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure, cu;

R_1 = résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement inférieure, Ω/m ;

CI_2 = coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure, cu;

R_2 = résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section immédiatement supérieure, Ω/m .

NOTES

1 Les limites supérieure et inférieure de l'intensité de courant économique de chaque section d'âme peuvent être calculées et utilisées pour choisir la section la plus économique pour une charge particulière.

2 La limite supérieure de l'intensité de courant économique pour une section d'âme est égale à la limite inférieure de l'intensité économique pour la section d'âme immédiatement supérieure.

Where a number of calculations involving different sizes of conductor are required, it is advantageous to express all the parameters excepting conductor current and resistance in one coefficient F , where

$$F = N_p \cdot N_c \cdot (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{(1 + I/100)} \quad (\text{cu/W}) \quad (10)$$

The total cost is then given by:

$$CT = CI + I_{\max}^2 \cdot R \cdot l \cdot F \quad (\text{cu}) \quad (11)$$

5 Determination of economic conductor sizes

5.1 First approach: economic current range for each conductor in a series of sizes

All conductor sizes have an economic current range for given installation conditions. The upper and lower limits of the economic range for a given conductor size are given by:

$$\text{lower limit of } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F \cdot l \cdot (R_1 - R)}} \quad (\text{A}) \quad (12)$$

$$\text{upper limit } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F \cdot l \cdot (R - R_2)}} \quad (\text{A}) \quad (13)$$

where

CI = installed cost of the length of cable whose conductor size is being considered, cu;

R = a.c. resistance per unit length of the conductor size being considered, Ω/m ;

CI_1 = installed cost of the next smaller standard conductor, cu;

R_1 = a.c. resistance per unit length of the next smaller standard conductor, Ω/m ;

CI_2 = installed cost of the next larger standard conductor, cu;

R_2 = a.c. resistance per unit length of the next larger standard conductor, Ω/m .

NOTES

1 The upper and lower economic current limits of each conductor size may be tabulated and used to select the most economic size of conductor for a particular load.

2 The upper economic current limit of one conductor size is the lower economic current limit for the next larger conductor size.

5.2 Deuxième méthode: section économique de l'âme pour une charge donnée

5.2.1 Equation générale

La section économique de l'âme, S_{ec} , est la section qui minimise la fonction du coût total:

$$CT(S) = CI(S) + I_{max}^2 \cdot R(S) \cdot l \cdot F \quad (\text{cu}) \quad (14)$$

où $CI(S)$ et $R(S)$ sont exprimés comme des fonctions de la section d'âme S , voir 5.2.2.

L'équation donnant la relation entre $CI(S)$ et la section d'âme peut être obtenue à partir des coûts connus de câbles de sections normalisées. En général, s'il est possible d'adopter une relation approximativement linéaire aux coûts, éventuellement sur une gamme réduite de sections d'âme, il convient de l'utiliser. Cela peut conduire à des erreurs minimales dans les résultats, eu égard aux incertitudes éventuelles sur les paramètres financiers adoptés pour la période de vie économique choisie.

Selon la CEI 287, la résistance apparente de l'âme peut s'exprimer en fonction de la section par:

$$R(S) = \frac{\rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{S} \times 10^6 \quad (\Omega/\text{m}) \quad (15)$$

$$B = (1 + y_p + y_s) (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (16)$$

où

ρ_{20} = résistivité en courant continu de l'âme, $\Omega \cdot \text{m}$.

NOTE - Il est peu probable que la section d'âme économique soit identique à une section normalisée; il est donc nécessaire de fournir une relation continue entre la résistance et la section. Pour cela, il faut émettre une hypothèse quant à la valeur de la résistivité pour chaque matériau de l'âme. Les valeurs recommandées ici pour ρ_{20} sont: $18,35 \times 10^{-9}$ pour le cuivre et $30,3 \times 10^{-9}$ pour l'aluminium. Ces valeurs ne sont pas les valeurs exactes prévues pour ces matériaux, mais il s'agit là de valeurs moyennes choisies de manière à calculer directement les résistances de l'âme à partir des sections nominales, plutôt qu'à partir des sections réelles effectives.

y_p, y_s = facteurs d'effet de peau et de proximité, voir CEI 287;

λ_1, λ_2 = facteurs de pertes dans les gaines métalliques et dans l'armure, voir CEI 287;

α_{20} = coefficient de variation de la résistivité du matériau de l'âme en fonction de la température, pris à 20 °C, K^{-1} ;

θ_m = température de l'âme, voir l'explication donnée dans la définition de R pour l'équation (2), °C;

B = grandeur auxiliaire définie par l'équation (16), qui peut être calculée en utilisant la CEI 287, en supposant une valeur probable pour la section économique de l'âme;

S = section de l'âme du câble, mm^2 .

5.2 Second approach: economic conductor size for a given load

5.2.1 General equation

The economic conductor size, S_{ec} is the cross-section that minimizes the total cost function:

$$CT(S) = CI(S) + I_{max}^2 \cdot R(S) \cdot L \cdot F \quad (\text{cu}) \quad (14)$$

where $CI(S)$ and $R(S)$ are expressed as functions of the conductor cross-section S , see 5.2.2.

The equation for the relationship between $CI(S)$ and conductor size can be derived from known costs of standard cable sizes. In general, if a reasonably linear relationship can be fitted to the costs, possibly over a restricted range of conductor sizes, it should be used. This will cause little error in the results, in view of the possible uncertainties in the assumed financial parameters for the economic life period chosen.

According to IEC 287, the apparent conductor resistance can be expressed as a function of the cross-section by:

$$R(S) = \frac{\rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{S} \times 10^6 \quad (\Omega/\text{m}) \quad (15)$$

$$B = (1 + y_p + y_s) (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (16)$$

where

ρ_{20} = d.c. resistivity of the conductor, $\Omega \cdot \text{m}$.

NOTE - The economic conductor size is unlikely to be identical to a standard size and so it is necessary to provide a continuous relationship between resistance and size. This is done by assuming a value of resistivity for each conductor material. The values recommended here for ρ_{20} are: $18,35 \times 10^{-9}$ for copper and $30,3 \times 10^{-9}$ for aluminium. These values are not the actual values for the materials, but are compromise values chosen so that conductor resistances can be calculated directly from nominal conductor sizes, rather than from the actual effective cross-sectional areas.

y_p, y_s = skin and proximity effect factors, see IEC 287;

λ_1, λ_2 = sheath and armour loss factors, see IEC 287;

α_{20} = temperature coefficient of resistivity for the particular conductor material at 20 °C, K^{-1} ;

θ_m = conductor temperature, see explanation given in the definition of R for equation (2), °C;

B = auxiliary value defined by equation (16), which can be calculated from IEC 287 by assuming a probable value for the economic size of conductor;

S = cross-sectional area of cable conductor, mm^2 .

5.2.2 Fonction linéaire du coût pour les coûts de câbles

S'il est possible d'adapter un modèle linéaire au coût initial pour le type de câble et d'installation à l'étude, on a alors:

$$C(S) = l \cdot (A \cdot S + C) \quad (\text{cu}) \quad (17)$$

où

A = composante variable du coût liée à la section d'âme, cu/m.mm²;

C = composante constante du coût indépendante de la section de l'âme du câble, cu/m;

l = longueur de câble, m.

La section optimale S_{ec} (mm²) peut donc être obtenue en égalant à zéro la dérivée de l'équation (14) par rapport à S , ce qui donne:

$$S_{ec} = 1\,000 \left[\frac{l_{\max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0.5} \quad (\text{mm}^2) \quad (18)$$

NOTES

1 La section économique de l'âme n'étant pas connue, il faut émettre une hypothèse quant à la section de l'âme probable pour calculer des valeurs correctes de γ_p , γ_s , λ_1 et λ_2 , puis recommencer le calcul si la section économique s'avère trop différente.

2 La composante constante du coût, C , dans l'équation (17), n'affecte pas l'évaluation de la section économique S_{ec} .

S_{ec} n'étant probablement pas une section d'âme normalisée (voir la CEI 228), il faut donc déterminer le coût pour les sections de l'âme immédiatement supérieure et immédiatement inférieure et choisir la section de l'âme la plus économique.

5.2.2 Linear cost function for cable costs

If a linear model can be fitted to the values of initial cost for the type of cable and installation under consideration, then:

$$C_l(S) = l \cdot (A \cdot S + C) \quad (\text{cu}) \quad (17)$$

where

A = variable component of cost, related to conductor size, cu/m.mm²;

C = constant component of cost, unaffected by size of cable, cu/m;

l = length of cable, m.

Then the optimum size S_{ec} (mm²) can be obtained by equating to zero the derivative of equation (14) with respect to S , giving:

$$S_{ec} = 1\,000 \left[\frac{I_{\max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0.5} \quad (\text{mm}^2) \quad (18)$$

NOTES

1 As the economic size is unknown, it is necessary to make an assumption as to the probable cable size in order that reasonable values of y_p , y_s , λ_1 and λ_2 , can be calculated. Recalculation may be necessary if the economic size is too different.

2 The constant component of the cost, C , in equation (17), does not affect the evaluation of the economic size S_{ec} .

S_{ec} is unlikely to be exactly equal to a standard size (see IEC 228) and so the cost for the adjacent larger and smaller standard sizes shall be calculated and the most economical one chosen.

Annexe A (informative)

Exemples de calculs de sections économiques de l'âme

A.1 Généralités

Ces exemples de calcul sont donnés pour une liaison d'alimentation de dix charges réparties régulièrement sur son parcours, dans les cas suivants:

- a) Application de la première approche (voir 5.1), méthode de la fourchette d'intensité de courant économique, pour dimensionner chaque câble entre les charges adjacentes.
- b) Application de la deuxième approche (voir 5.2), méthode de la section économique de l'âme, pour dimensionner chaque câble entre les charges adjacentes.
- c) Application des deux méthodes pour déterminer la section de l'âme la plus économique lorsqu'une seule section de l'âme est utilisée sur tout le parcours de la liaison.

Les résultats sont résumés en A.6 pour indiquer l'économie qui peut être obtenue en choisissant une section de l'âme économique qui diminue les coûts globaux, au lieu de minimiser le coût initial.

A.2 Renseignements concernant les câbles et le réseau d'alimentation

Données sur les charges et le tracé de la liaison

Un circuit de câbles 10 kV doit être dimensionné de manière à alimenter dix postes électriques 10 kV/0,4 kV, régulièrement espacés sur un tracé à partir d'un poste source 150 kV/10 kV (voir figure A.1). (Il n'y a qu'un circuit triphasé, donc $N_c = 1$ et $N_p = 3$.)

La longueur de câble entre chaque poste est de 500 m.

Les valeurs moyennes horaires les plus élevées de l'intensité du courant, $I_{\max}$, pendant la première année pour chaque tronçon du trajet, sont:

Tronçon	Courant (A)
1	160
2	144
3	128
réduction de 16 A à chaque poste jusqu'à:	
9	32
10	16

Le facteur de capacité de transport cyclique, M , pour toutes les charges est 1,11 (voir CEI 853). On suppose que ce facteur reste constant pendant la durée de vie économique du câble.

Pour chaque tronçon du parcours, la section d'âme du câble est choisie en fonction des critères suivants:

- a) Minimisation de la somme du coût initial et de la valeur actualisée des pertes par effet Joule au cours de la vie économique du câble.

Annex A (informative)

Examples of calculation of economic conductor sizes

A.1 General

Example calculations are given for a supply system feeding ten equal loads uniformly spaced along a route for the following cases:

- a) An application of the first approach (see 5.1), the economic current range method, to size each cable between adjacent loads.
- b) An application of the second method (see 5.2), the economic conductor size method, to size each cable between adjacent loads.
- c) An application of both methods to give the most economical conductor size where only one size of cable is used throughout the whole route.

The results are summarized in A.6 to show the saving that can be obtained by choosing a conductor size which reduces the overall costs, rather than by minimizing the first cost.

A.2 Cable and supply system details

Load and route data

A 10 kV cable circuit has to be sized to supply ten 10 kV/0,4 kV substations equally spaced along a route from a 150 kV/10 kV station (see figure A.1). (There is only one three-phase circuit so $N_c = 1$ and $N_p = 3$.)

The cable length between substations is 500 m.

The highest hourly mean values of current $I_{\max}$ in the first year for each section of the route are:

Section	Current (A)
1	160
2	144
3	128
reducing by 16 A at each station to:	
9	32
10	16

The cyclic rating factor, M , for all loads is 1,11 (see IEC 853). It is assumed that this factor remains constant during the economic life of the cable.

For each section of the route the cable size is chosen according to the following criteria:

- a) The minimized sum of the primary cost plus the present value of the joule losses for the economic life of the cable.

b) Capacité de transport de courant nécessaire pour alimenter la charge pendant la dernière année de la vie économique du câble. La capacité de transport requise pour cet exemple est de 0,9 fois l'intensité maximale, c'est-à-dire l'intensité maximale divisée par le facteur de capacité de transport cyclique de 1,11.

c) D'autres facteurs, tels que la tenue aux court-circuits et les chutes de tension, n'ont pas été considérés dans cet exemple, cependant ils peuvent être introduits comme indiqué à l'article 3 de l'introduction de cette norme.

Données d'ordre financier

vie économique	N	30	(année)
temps de fonctionnement à pertes maximales (la valeur de 2 250 comprend l'effet de la charge cyclique journalière)	T	2 250	(h/année)
coûts de pertes par effet Joule à la fin de la première année à 10 kV	P	$60,9 \times 10^{-6}$	(cu./W.h)
frais pour couvrir les pertes	D	0,003	(cu/W.an)
Les coûts des câbles et les coûts d'installation par unité de longueur sont donnés au tableau A.1			(cu/m)
Pour cet exemple, le coefficient de la partie des coûts d'installation qui dépend de la section d'âme a comme valeur	A	0,1133	(cu/m.mm ²)
accroissement annuel de la charge	a	0,5	(%)
accroissement annuel du prix de l'énergie (prix du kW.h)	b	2,0	(%)
taux d'actualisation annuel	i	5,0	(%)

Données concernant les câbles

Pour cet exemple, on a retenu un câble triphasé fictif 6/10 kV. Les résistances en courant alternatif des âmes à 40 °C et 80 °C sont données dans les colonnes (2) et (3) du tableau A.1 et les détails financiers dans les colonnes (4) à (6). Les capacités de transport en régime permanent, pour une température maximale admissible à l'âme de 80 °C, dans le cas d'une pose enterrée dans le sol à la température de 20 °C, sont données en A.3.3.

Calcul des grandeurs auxiliaires

$$r = \frac{[1 + (0,5/100)]^2 \times [1 + (2/100)]}{1 + (5/100)} = 0,98117 \quad (\text{équation 9})$$

$$Q = \frac{1 - 0,9812^{30}}{1 - 0,9812} = 23,081 \quad (\text{équation 8})$$

$$F = \frac{3 \times 1 \times (2\,250 \times 60,9 \times 10^{-6} + 0,003) \times 23,08}{1 + (5/100)} = 9,2341 \quad (\text{équation 10})$$

b) The current-carrying capacity required for the load during the last year of the economic life of the cable. The required current-carrying capacity for this example is 0,9 times the maximum load, i.e. the maximum load divided by the cyclic rating factor of 1,11.

c) Other factors, such as short-circuit withstand and voltage drop, have not been considered in this example, but can be introduced as indicated in clause 3 of the introduction to this standard.

Financial data

economic life	<i>N</i>	30	(year)
operating time at maximum loss (the value of 2 250 includes the effect of the daily cyclic load)	<i>T</i>	2 250	(h/year)
price of joule losses at end of first year at 10 kV	<i>P</i>	$60,9 \times 10^{-6}$	(cu./W.h)
demand charges	<i>D</i>	0,003	(cu/W.year)
cable and installation costs per unit length are given in table A.1			(cu/m)
For this example, the coefficient of that part of the installation costs which depends on conductor size has been calculated to be	<i>A</i>	0,1133	(cu/m.mm ²)
annual increase of load	<i>a</i>	0,5	(%)
annual increase of cost of energy (kW.h price)	<i>b</i>	2,0	(%)
annual discounting rate	<i>i</i>	5,0	(%)

Cable data

For the purpose of this example a fictional three-core 6/10 kV type of cable has been assumed. The a.c. resistances of the conductors at 40 °C and 80 °C are given in columns (2) and (3) of table A.1 and the financial details are given in columns (4) to (6). It has a permissible maximum conductor temperature of 80 °C and when laid in the ground the steady-state ratings at this temperature, for a 20 °C ground ambient temperature, are those given in A.3.3.

Calculation of auxiliary quantities

$$r = \frac{[1 + (0,5/100)]^2 \times [1 + (2/100)]}{1 + (5/100)} = 0,98117 \quad (\text{equation 9})$$

$$Q = \frac{1 - 0,9812^{30}}{1 - 0,9812} = 23,081 \quad (\text{equation 8})$$

$$F = \frac{3 \times 1 \times (2\,250 \times 60,9 \times 10^{-6} + 0,003) \times 23,08}{1 + (5/100)} = 9,2341 \quad (\text{equation 10})$$

A.3 Calcul utilisant la méthode de la fourchette d'intensités de courant économique (voir 5.1)

A.3.1 Calcul de la fourchette d'intensité de courant économique pour une section de l'âme

A titre d'exemple, on détermine la fourchette d'intensités de courant économiques pour une âme de 240 mm². On utilise les équations (12) et (13).

$$\text{Limite inférieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{500 \times (52,2 - 45,96) \times 10^3}{9,2341 \times 500 \times (0,181 - 0,140)}} = 128 \text{ A} \quad (\text{équation 12})$$

$$\text{Limite supérieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{500 \times (58,99 - 52,2) \times 10^3}{9,2341 \times 500 \times (0,140 - 0,114)}} = 168 \text{ A} \quad (\text{équation 13})$$

Les limites supérieures de courant pour une série de sections d'âme normalisées, lorsque les câbles sont installés dans les conditions retenues pour cet exemple, ont été déterminées de la même façon. Puisque la limite inférieure de courant pour une section d'âme donnée est aussi la limite supérieure pour l'âme de section immédiatement inférieure, les valeurs calculées peuvent être exprimées par des fourchettes d'intensités de courant comme indiqué au tableau suivant:

Fourchettes d'intensités de courant économiques pour les sections d'âmes de 25 mm² à 400 mm²

Section d'âme nominale mm ²	Fourchette d'intensités de courant A	
25	-	19
35	19	27
50	27	34
70	34	48
95	48	66
120	66	85
150	85	98
185	98	128
240	128	168
300	168	231
400	231	-

Les relations entre la charge maximale pendant la première année et le coût linéique total pour trois sections d'âmes de câble sont données sur la figure A.2. On peut voir que chaque section d'âme fournit l'installation la plus économique pour une fourchette de courants.

La conséquence d'un changement de section d'âme sur les coûts totaux, lorsque le câble transporte une charge donnée, est indiquée sur la figure A.3. On a retenu le câble et les paramètres financiers de l'exemple mais on a supposé une charge fixe, $I_{\max}$, de 100 A. On peut voir que, dans la zone de la section d'âme la plus économique, les coûts totaux ne sont pas fortement affectés par le choix de la section d'âme du câble. Cependant, la réduction des coûts est très significative, en comparaison avec ceux basés sur l'utilisation d'une section d'âme choisie à partir de considération d'ordre thermique.

A.3 Calculation using the economic current range method (see 5.1)

A.3.1 Calculation of the economic current range of one size

As an example, the economic current range for a 240 mm² conductor will be found. Equations (12) and (13) are used.

$$\text{Lower limit of } I_{\max} = \sqrt{\frac{500 \times (52,2 - 45,96) \times 10^3}{9,2341 \times 500 \times (0,181 - 0,140)}} = 128 \text{ A} \quad (\text{equation 12})$$

$$\text{Upper limit of } I_{\max} = \sqrt{\frac{500 \times (58,99 - 52,2) \times 10^3}{9,2341 \times 500 \times (0,140 - 0,114)}} = 168 \text{ A} \quad (\text{equation 13})$$

The upper limits of current for a range of standard conductor sizes, when installed under the conditions assumed for this example, have been similarly worked out. Since the lower limit of current for a given size of conductor is also the upper limit for the next smaller conductor, the values calculated can be expressed as current ranges as shown in the following table.

Economic current ranges for cable sizes 25 mm² to 400 mm²

Nominal size mm ²	Current range A	
25	–	19
35	19	27
50	27	34
70	34	48
95	48	66
120	66	85
150	85	98
185	98	128
240	128	168
300	168	231
400	231	–

Relationships between maximum load during the first year and total cost per unit length for three sizes of cable are given in figure A.2. It can be seen that each size of cable provides the most economical installation over a range of currents.

The effect of a change in conductor size on the overall costs, when carrying a given load, is shown in figure A.3. Here the cable and financial parameters of this example have been retained, but a fixed load, $I_{\max}$, of 100 A has been assumed. It can be seen that, in the region of the most economic size, the total costs are not greatly affected by the choice of cable size. However, the reduction in costs, compared with those based on the use of a size chosen from thermal considerations, is very significant.

A.3.2 Sélection d'une section économique d'âme pour chaque tronçon

A partir des fourchettes d'intensités de courant économiques présentées sous forme de tableau en A.3.1 ci-avant, il est possible de choisir une section d'âme appropriée pour chaque tronçon de câble sur le parcours de la liaison, basée sur chaque valeur de $I_{\max}$ pour la première année. Les sections d'âme ainsi choisies pour chaque tronçon sont données au tableau A.2, de même que les coûts déterminés à partir de l'équation (11).

Un exemple type du calcul des coûts est donné ci-dessous.

Pour le tronçon 1, $I_{\max}$ est 160 A.

La section économique d'âme choisie dans le tableau de A.3.1 est 240 mm², qui a une fourchette d'intensité de courant économique de 128 A à 168 A.

$$\begin{aligned} CT &= [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\ 000) \times 500 \times 9,2341] \\ &= 26\ 100 + 16\ 548 \\ &= 42\ 648 \text{ cu} \end{aligned}$$

Les coûts pour chaque tronçon de la liaison sont résumés sur le tableau A.2.

On peut voir d'après le tableau A.2 que le coût total pour l'installation du câble sur 30 années, sur une base économique est de 290 535 cu.

A.3.3 Section d'âme basée sur l'intensité maximale de courant - Choix basé sur les capacités de transport à la limite thermique

La section de l'âme du câble pour chaque tronçon est choisie de façon à pouvoir transporter l'intensité maximale de courant prévue pendant la dernière année de la vie économique et ne pas dépasser la température maximale admissible à l'âme.

Pour le tronçon 1:

$$I_{\max} \text{ (première année)} = 160 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \text{Intensité maximale du courant} \\ \text{au cours de la dernière année} &= 160 \times [1 + (0,5/100)]^{30-1} \\ &= 160 \times 1,1556 \\ &= 185 \text{ A} \end{aligned}$$

La capacité de transport requise (facteur de charge 100 %), I , pour la dernière année ne doit pas être inférieure à:

$$185/1,11 = 167 \text{ A}$$

où le nombre 1,11 est le facteur de capacité de transport cyclique fixé en A.2 b) ci-avant.

A.3.2 Selection of an economic conductor size for each section

From the economic current ranges tabulated in A.3.1 above it is possible to select an appropriate conductor size for each section of the cable route, based on each value of $I_{\max}$ for the first year. The sizes so selected for each section are given in table A.2 together with the costs calculated by means of equation (11).

A typical example of the calculation of costs is given below.

For section 1, $I_{\max}$ is 160 A.

The economic conductor size selected from the table in A.3.1 is 240 mm², which has an economic current range of 128 A to 168 A.

$$\begin{aligned} CT &= [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\ 000) \times 500 \times 9,2341] \\ &= 26\ 100 + 16\ 548 \\ &= 42\ 648\ \text{cu} \end{aligned}$$

The costs for each section of the route are summarized in table A.2.

It can be seen from table A.2 that the total cost for the cable installation over 30 years on an economic basis is 290 535 cu.

A.3.3 Conductor size based on maximum load - Choice based on thermal ratings

The cable size for each section is chosen so as to carry the anticipated maximum load for the last year of the economic life and not to exceed the maximum permissible conductor temperature.

For section 1:

$$I_{\max} \text{ (first year)} = 160\ \text{A}$$

$$\begin{aligned} \text{Maximum current in last year} &= 160 \times [1 + (0,5/100)]^{30-1} \\ &= 160 \times 1,1556 \\ &= 185\ \text{A} \end{aligned}$$

The required current-carrying capacity (100 % load factor), I , for the final year shall be not less than:

$$185/1,11 = 167\ \text{A}$$

where the number 1,11 is the cyclic rating factor assumed in A.2 b) above.

D'après le tableau suivant de courants admissibles (calculés selon les méthodes de la CEI 287, pour le type de câble considéré en pose enterrée) la section d'âme nécessaire est de 70 mm².

Section d'âme nominale, mm ²	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
Capacité de transport, A	103	125	147	181	221	255	281	328	382	429	482

Afin d'établir une comparaison équitable avec les pertes et les résultats financiers obtenus pour le choix économique d'une section d'âme, il est nécessaire de prendre une température d'âme appropriée à laquelle on calcule les pertes. Pour le choix économique, on a supposé que la température de l'âme était d'environ 40 °C (voir l'article 4). On propose ici que, pour la comparaison, la température des âmes dont la section est choisie sur la base des capacités de transport à la limite thermique soit la valeur maximale admissible de 80 °C.

La résistance des âmes à une température de 80 °C est donnée dans le tableau A.1.

Le coût total du tronçon 1 pendant la période de 30 années est obtenu à partir de l'équation (11).

$$\begin{aligned}
 CT &= [32,95 \times 500] + [160^2 \times (0,553/1\,000) \times 500 \times 9,2341] \\
 &= 16\,475 + 65\,363 \\
 &= 81\,838 \text{ cu}
 \end{aligned}$$

La comparaison avec le coût de ce tronçon obtenue en A.3.2 en utilisant la section d'âme économique indique une économie de $(81\,838 - 42\,648) \times 100/81\,838 = 48 \%$.

Des calculs similaires utilisant des sections d'âme basées sur les capacités de transport maximales au plan thermique ont été faits pour tous les tronçons et sont donnés au tableau A.3. L'économie totale pour les dix tronçons est de $(547\,864 - 290\,535) \times 100/547\,864 = 47 \%$.

A.4 Calculs utilisant la méthode de section économique de l'âme (voir 5.2)

Le tronçon 1 est utilisé comme exemple.

$$\begin{aligned}
 I_{\max} &= 160 \text{ A} \\
 \rho_{20} &= 30,3 \times 10^{-9} \Omega \cdot \text{m} \text{ (voir 5.2.1)} \\
 \alpha_{20} &= 0,00403 \text{ K}^{-1} \\
 B &= 1,023 \text{ (en considérant initialement que la section d'âme de 185 mm}^2 \text{ peut constituer un optimum économique)} \\
 A &= 0,1133 \text{ cu/m.mm}^2 \text{ (coefficient de la partie variable des coûts d'installation, voir 5.2.2)}
 \end{aligned}$$

From the following table of current ratings (calculated according to the methods in IEC 287 for this type of cable when installed in the ground) the required conductor size is 70 mm².

Nominal size, mm ²	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
Current-carrying capacity, A	103	125	147	181	221	255	281	328	382	429	482

In order to make a fair comparison with the losses and financial figures calculated for the economic choice of conductor size, it is necessary to assume an appropriate conductor temperature at which to calculate the losses. For the economic choice it was assumed that the temperature of the conductor would be about 40 °C (see clause 4). It is proposed here that a comparable assumption for the temperature of conductors chosen on the basis of thermal ratings would be the maximum permissible value of 80 °C.

The conductor resistance at a temperature of 80 °C is given in table A.1.

The total cost of section 1 during the 30-year period is obtained from equation (11).

$$\begin{aligned}
 CT &= [32,95 \times 500] + [160^2 \times (0,553/1\,000) \times 500 \times 9,2341] \\
 &= 16\,475 + 65\,363 \\
 &= 81\,838 \text{ cu}
 \end{aligned}$$

Comparison with the cost for this section when using the economical size of conductor, evaluated in A.3.2, shows that the saving in cost for this section is $(81\,838 - 42\,648) \times 100/81\,838 = 48\%$.

Similar calculations using sizes based on maximum thermal current-carrying capacity have been made for all the sections and are given in table A.3. The total saving for the ten sections is $(547\,864 - 290\,535) \times 100/547\,864 = 47\%$.

A.4 Calculation using the economic conductor size method (see 5.2)

Route section 1 is used as an example.

$$\begin{aligned}
 I_{\max} &= 160 \text{ A} \\
 \rho_{20} &= 30,3 \times 10^{-9} \Omega \cdot \text{m} \text{ (see 5.2.1)} \\
 \alpha_{20} &= 0,00403 \text{ K}^{-1} \\
 B &= 1,023 \text{ (assuming initially that a conductor size of } 185 \text{ mm}^2 \text{ could be the economic optimum)} \\
 A &= 0,1133 \text{ cu/m} \cdot \text{mm}^2 \text{ (coefficient of the variable part of the installation costs, see 5.2.2)}
 \end{aligned}$$

$$F = 9,2341 \text{ cu/W}$$

$$\theta_m = (80 - 20)/3 + 20 = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$S_{ec} = 1\,000 \times \left[\frac{160^2 \times 9,2341 \times 30,3 \times 10^{-9} \times 1,023[1 + 0,00403(40 - 20)]}{0,1133} \right]^{0,5}$$

$$= 264 \text{ mm}^2$$

On peut donc choisir une section d'âme de 240 mm² ou 300 mm².

Le choix initial d'une âme de 185 mm² pour l'estimation de B peut maintenant être amélioré.

En refaisant les calculs avec une valeur de $B = 1,057$, pour une âme de 300 mm², on obtient une valeur pour S_{ec} de 269 mm², qui demeure dans la gamme 240 mm² à 300 mm².

Le coût total pour chaque section d'âme possible est calculé alors à l'aide de l'équation (11).

$$CT_{240} = [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\,000) \times 500 \times 9,2341]$$

$$= 26\,100 + 16\,548$$

$$= 42\,648 \text{ cu}$$

$$CT_{300} = [58,99 \times 500] + [160^2 \times (0,114/1\,000) \times 500 \times 9,2341]$$

$$= 29\,495 + 13\,474$$

$$= 42\,969 \text{ cu}$$

Ainsi, la section d'âme de 240 mm² est la plus économique.

Les sections d'âme et les coûts pour les autres tronçons ont été calculés de la même façon. Les valeurs sont identiques à celles obtenues par les précédentes méthodes exposées en A.3.1 et A.3.2 et le résumé donnant les sections d'âme et les coûts est identique à celui du tableau A.2.

A.5 Calculs établis sur la base de l'utilisation d'une section d'âme normalisée pour tous les tronçons du trajet

A.5.1 Utilisation de la méthode de la fourchette de courants économiques

Il est tout d'abord nécessaire de retenir une section d'âme probable et de calculer le coût total à partir de l'équation (11) en utilisant cette section d'âme pour tous les tronçons. Les coûts supposant l'utilisation de sections d'âme immédiatement inférieure et immédiatement supérieure sont ensuite calculées afin de confirmer que la section choisie est bien la plus économique.

Pour cet exemple, on suppose qu'une âme de 185 mm² constitue le meilleur choix.

Les coûts, dans le cas où tous les tronçons sont équipés de câbles de même section d'âme de 185 mm², puis de 150 mm² et de 240 mm² ont été calculés et sont donnés au tableau A.4.

$$F = 9,2341 \text{ cu/W}$$

$$\theta_m = (80 - 20)/3 + 20 = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$S_{ec} = 1\,000 \times \left[\frac{160^2 \times 9,2341 \times 30,3 \times 10^{-9} \times 1,023[1 + 0,00403(40 - 20)]}{0,1133} \right]^{0,5}$$

$$= 264 \text{ mm}^2$$

Thus either a 240 mm² or a 300 mm² conductor size could be chosen.

The initial choice of a 185 mm² conductor for the estimation of B can now be improved.

Recalculating with a value of $B = 1,057$, for a 300 mm² conductor, gives a value for S_{ec} of 269 mm², which is also within the 240 mm² to 300 mm² range.

The total cost for each of the possible conductor sizes is now calculated with the aid of equation (11).

$$CT_{240} = [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\,000) \times 500 \times 9,2341]$$

$$= 26\,100 + 16\,548$$

$$= 42\,648 \text{ cu}$$

$$CT_{300} = [58,99 \times 500] + [160^2 \times (0,114/1\,000) \times 500 \times 9,2341]$$

$$= 29\,495 + 13\,474$$

$$= 42\,969 \text{ cu}$$

The 240 mm² conductor is therefore the more economical size.

Sizes and costs for the other sections have been calculated in a similar manner. The values agree identically with those derived by the previous method demonstrated in A.3.1 and A.3.2 and the summary of sizes and cost is the same as that already given in table A.2.

A.5 Calculation based on the use of one standard conductor size for all sections of the route

A.5.1 Using the economic current range method

It is first necessary to assume a probable conductor size and the total cost is calculated with equation (11) using this size for all sections. Then costs assuming the use of the next smaller and larger sizes of conductor are calculated in order to confirm that the assumed size is indeed the most economical.

For the purpose of this example it is assumed that a 185 mm² conductor would be the best choice.

The costs for all sections using 185 mm², and then 150 mm² and 240 mm² have been calculated and are set out in table A.4.

Les coûts totaux sont:

150 mm ²	312 841 cu
185 mm ²	312 166 cu
240 mm ²	324 707 cu

Cela indique que, si à des fins de normalisation, une seule section d'âme peut être utilisée, 185 mm² est le choix le plus économique.

On peut voir que la légère variation dans le coût total due au changement de section d'âme notée en A.3.1, et sur la figure A.3, s'applique également ici.

A.5.2 Méthode de la section économique d'âme

Bien qu'une seule section d'âme soit utilisée, le courant est différent pour chaque tronçon de câble, de sorte que les pertes moyennes doivent être calculées, (on suppose que tous les tronçons fonctionnent à la même température et donc que la résistance de l'âme est la même).

$$\frac{\text{Pertes moyennes}}{\text{Pertes maximales}} = \frac{500 \times 160^2 + 500 \times 144^2 + \dots + \dots + 500 \times 16^2}{10 \times 500 \times 160^2}$$

$$= 0,385$$

A partir de l'équation (18), en utilisant la valeur de B pour une âme de 185 mm²

$$S_{ec} = 1\,000 \times \left[\frac{160^2 \times 1,023 \times 30,3 \times 10^{-9} [1 + 0,00403(40 - 20)] \times 9,2341 \times 0,385}{0,1133} \right]^{0,5}$$

$$= 164 \text{ mm}^2$$

De ce fait, les âmes de section 150 mm² ou 185 mm² s'avèrent être les plus économiques.

Les coûts totaux pour chacune de ces sections d'âme sont:

$$CT_{150} = 42,00 \times 500 \times 10 + 160^2 \times (0,226/1\,000) \times 500 \times 10 \times 9,2341 \times 0,385$$

$$= 210\,000 + 102\,843$$

$$= 312\,843 \text{ cu}$$

$$CT_{185} = 45,96 \times 500 \times 10 + 160^2 \times (0,181/1\,000) \times 500 \times 10 \times 9,2341 \times 0,385$$

$$= 229\,800 + 82\,365$$

$$= 312\,165 \text{ cu}$$

Ainsi, la section de 185 mm² est confirmée comme étant la section d'âme la plus économique, dans le cas où on utilise la même section sur tout le trajet.

Après comparaison avec les sections d'âme choisies au tableau A.3, il apparaît que la section de 185 mm² est thermiquement adaptée pour le transport de la charge maximale à la fin de la période de 30 ans.

The total costs are:

150 mm ²	312 841 cu
185 mm ²	312 166 cu
240 mm ²	324 707 cu

This indicates that, if for the purpose of standardization one conductor size only can be used, 185 mm² is the most economic choice.

The small change in total cost with change in conductor size noted in A.3.1, and figure A.3, can be seen to apply here also.

A.5.2 Economic conductor size method

Although only one conductor size is used, the current is different for each cable section, so that the average losses must be computed (all sections are assumed to operate at the same temperature and hence the same conductor resistance).

$$\frac{\text{Average losses}}{\text{Maximum losses}} = \frac{500 \times 160^2 + 500 \times 144^2 + \dots + \dots + 500 \times 16^2}{10 \times 500 \times 160^2} = 0,385$$

From equation (18), using B for a 185 mm² conductor

$$S_{ec} = 1\,000 \times \left[\frac{160^2 \times 1,023 \times 30,3 \times 10^{-9} [1 + 0,00403(40 - 20)] \times 9,2341 \times 0,385}{0,1133} \right]^{0,5} = 164 \text{ mm}^2$$

So that either 150 mm² or 185 mm² conductors could prove to be the most economic.

Total costs for each of these conductors are:

$$\begin{aligned} CT_{150} &= 42,00 \times 500 \times 10 + 160^2 \times (0,226/1\,000) \times 500 \times 10 \times 9,2341 \times 0,385 \\ &= 210\,000 + 102\,843 \\ &= 312\,843 \text{ cu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} CT_{185} &= 45,96 \times 500 \times 10 + 160^2 \times (0,181/1\,000) \times 500 \times 10 \times 9,2341 \times 0,385 \\ &= 229\,800 + 82\,365 \\ &= 312\,165 \text{ cu} \end{aligned}$$

Thus the 185 mm² size is confirmed as the most economic size to use if only one conductor size is to be used throughout the route.

It is clear, by comparison with the sizes chosen in table A.3, that a 185 mm² conductor is thermally adequate to carry the maximum load at the end of the 30-year period.

A.6 Résumé des résultats

Un résumé des résultats des calculs pour le câble et des conditions décrits en A.2 est donné ci-dessous.

Résumé des coûts

Base d'évaluation des coûts	CI cu	CJ cu	TOTAL cu	%
Capacité de transport maximale au plan thermique pour chaque tronçon	146 330	401 534	547 864	100
Section d'âme économique pour chaque tronçon	202 095	88 440	290 535	53
Section d'âme économique - utilisation d'une seule section normalisée de 185 mm ²	229 800	82 365	312 165	57

Tableau A.1 - Renseignements sur les câbles

Section d'âme mm ²	Résistance par phase à		Câble cu/m	Coût initial	
	40 °C Ω/km	80 °C Ω/km		Pose cu/m	Somme cu/m
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
25	1,298	1,491	10,62	17,23	27,85
35	0,939	1,079	11,65	17,33	28,98
50	0,694	0,798	13,19	17,49	30,68
70	0,481	0,553	15,24	17,71	32,95
95	0,348	0,400	17,81	17,97	35,78
120	0,277	0,318	20,37	18,24	38,61
150	0,226	0,259	23,45	18,55	42,00
185	0,181	0,208	27,04	18,92	45,96
240	0,140	0,161	32,69	19,51	52,20
300	0,114	0,131	38,85	20,14	58,99
400	0,091	0,104	49,11	21,20	70,31

A.6 Summary of results

A summary of the results of the calculations for the cable and conditions described in A.2 is given below.

Summary of costs

Basis of costing	<i>C</i> / cu	<i>C</i> / cu	TOTAL cu	%
Thermal current-carrying capacity for each section	146 330	401 534	547 864	100
Economic size for each section	202 095	88 440	290 535	53
Economic size using one standard size of 185 mm ² throughout	229 800	82 365	312 165	57

Table A.1 – Cable details

Cable size mm ² (1)	Resistance by phase at		Cable cu/m (4)	Primary cost	
	40 °C Ω/km (2)	80 °C Ω/km (3)		Laying cu/m (5)	Sum cu/m (6)
25	1,298	1,491	10,62	17,23	27,85
35	0,939	1,079	11,65	17,33	28,98
50	0,694	0,798	13,19	17,49	30,68
70	0,481	0,553	15,24	17,71	32,95
95	0,348	0,400	17,81	17,97	35,78
120	0,277	0,318	20,37	18,24	38,61
150	0,226	0,259	23,45	18,55	42,00
185	0,181	0,208	27,04	18,92	45,96
240	0,140	0,161	32,69	19,51	52,20
300	0,114	0,131	38,85	20,14	58,99
400	0,091	0,104	49,11	21,20	70,31

Tableau A.2 - Intensité de courant économique

Numéro de tronçons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Charge											
$I_{\max}$ (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Câble											
Section (mm ²)	240	240	185	185	150	120	95	70	50	25	
Intensité (A)	382	382	328	328	281	255	221	181	147	103	
Coût par tronçon et coût total											Somme
Câble (cu)	16 345	16 345	13 520	13 520	11 725	10 185	8 905	7 620	6 595	5 310	110 070
Pose (cu)	9 755	9 755	9 460	9 460	9 275	9 120	8 985	8 855	8 745	8 615	92 025
CI (cu)	26 100	26 100	22 980	22 980	21 000	19 305	17 890	16 475	15 340	13 925	202 095
CJ (cu)	16 548	13 403	13 692	10 483	9 616	8 185	6 581	5 117	3 281	1 534	88 440
CT (cu)	42 648	39 503	36 672	33 463	30 616	27 490	24 471	21 592	18 621	15 459	290 535

Tableau A.3 - Critère de capacité de transport

Numéro de tronçons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Charge											
$I_{\max}$ (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
I_{fin} (A)	185	166	148	129	111	92	74	55	37	18	
$I_{\text{fin}}/1,1$ (A)	167	150	133	117	100	83	67	50	33	17	
Câble											
Section (mm ²)	70	70	50	35	25	25	25	25	25	25	
Intensité (A)	181	181	147	125	103	103	103	103	103	103	
Coût par tronçon et coût total											Somme
Câble (cu)	7 620	7 620	6 595	5 825	5 310	5 310	5 310	5 310	5 310	5 310	59 520
Pose (cu)	8 855	8 855	8 745	8 665	8 615	8 615	8 615	8 615	8 615	8 615	86 810
CI (cu)	16 475	16 475	15 340	14 490	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	146 330
CJ (cu)	65 363	52 944	60 365	62 492	63 443	44 058	28 197	15 861	7 049	1 762	401 534
CT (cu)	81 838	69 419	75 705	76 982	77 368	57 983	42 122	29 786	20 974	15 687	547 864

Table A.2 – Economic loading

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Load											
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Cable											
Size (mm ²)	240	240	185	185	150	120	95	70	50	25	
Capacity (A)	382	382	328	328	281	255	221	181	147	103	
Costs per section and total										Sum	
Cable (cu)	16 345	16 345	13 520	13 520	11 725	10 185	8 905	7 620	6 595	5 310	110 070
Laying (cu)	9 755	9 755	9 460	9 460	9 275	9 120	8 985	8 855	8 745	8 615	92 025
CI (cu)	26 100	26 100	22 980	22 980	21 000	19 305	17 890	16 475	15 340	13 925	202 095
CJ (cu)	16 548	13 403	13 692	10 483	9 616	8 185	6 581	5 117	3 281	1 534	88 440
CT (cu)	42 648	39 503	36 672	33 463	30 616	27 490	24 471	21 592	18 621	15 459	290 535

Table A.3 - Current-carrying capacity criterion

Section number		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Load											
I_{max}	(A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16
I_{end}	(A)	185	166	148	129	111	92	74	55	37	18
$I_{end}/1,11$	(A)	167	150	133	117	100	83	67	50	33	17
Cable											
Size	(mm ²)	70	70	50	35	25	25	25	25	25	25
Capacity	(A)	181	181	147	125	103	103	103	103	103	103
Costs per section and total											Sum
Cable	(cu)	7 620	7 620	6 595	5 825	5 310	5 310	5 310	5 310	5 310	59 520
Laying	(cu)	8 855	8 855	8 745	8 665	8 615	8 615	8 615	8 615	8 615	86 810
CI	(cu)	16 475	16 475	15 340	14 490	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	146 330
CJ	(cu)	65 363	52 944	60 365	62 492	63 443	44 058	28 197	15 861	7 049	401 534
CT	(cu)	81 838	69 419	75 705	76 982	77 368	57 983	42 122	29 786	20 974	547 864

Tableau A.4 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons
Section normalisée: 150 mm²

Numéro de tronçon	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Câble											
Section (mm ²)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Intensité (A)	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	
Coût par tronçon et coût total											Somme
Câble (cu)	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	117 250
Pose (cu)	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	92 750
CI (cu)	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	210 000
CJ (cu)	26 712	21 637	17 096	13 089	9 616	6 678	4 274	2 404	1 068	267	102 841
CT (cu)	47 712	42 637	38 096	34 089	30 616	27 678	25 274	23 404	22 068	21 267	312 841

Section normalisée: 185 mm²

Numéro de tronçon	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Câble											
Section (mm ²)	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	
Intensité (A)	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	
Coût par tronçon et coût total											Somme
Câble (cu)	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	135 200
Pose (cu)	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	94 600
CI (cu)	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	229 800
CJ (cu)	21 393	17 329	13 692	10 483	7 702	5 348	3 423	1 925	856	214	82 365
CT (cu)	44 373	40 309	36 672	33 463	30 682	28 328	26 403	24 905	23 836	23 194	312 165

Section normalisée: 240 mm²

Numéro de tronçon	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Câble											
Section (mm ²)	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	
Intensité (A)	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	
Coût par tronçon et coût total											Somme
Câble (cu)	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	163 450
Pose (cu)	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	97 550
CI (cu)	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	261 000
CJ (cu)	16 548	13 403	10 590	8 108	5 957	4 137	2 648	1 489	662	165	63 707
CT (cu)	42 648	39 503	36 690	34 208	32 057	30 237	28 748	27 589	26 762	26 265	324 707

Table A.4 - Economic loading, standard conductor size for all sections
Standard size: 150 mm²

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
$I_{\max}$ (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Cable											
Size (mm ²)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Capacity (A)	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	
Costs per section and total											Sum
Cable (cu)	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	11 725	117 250
Laying (cu)	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	9 275	92 750
CI (cu)	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	210 000
CJ (cu)	26 712	21 637	17 096	13 089	9 616	6 678	4 274	2 404	1 068	267	102 841
CT (cu)	47 712	42 637	38 096	34 089	30 616	27 678	25 274	23 404	22 068	21 267	312 841

Standard size: 185 mm²

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
$I_{\max}$ (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Cable											
Size (mm ²)	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	
Capacity (A)	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	
Costs per section and total											Sum
Cable (cu)	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	13 520	135 200
Laying (cu)	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	9 460	94 600
CI (cu)	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	22 980	229 800
CJ (cu)	21 393	17 329	13 692	10 483	7 702	5 348	3 423	1 925	856	214	82 365
CT (cu)	44 373	40 309	36 672	33 463	30 682	28 328	26 403	24 905	23 836	23 194	312 165

Standard size: 240 mm²

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
$I_{\max}$ (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
Cable											
Size (mm ²)	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	
Capacity (A)	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	
Costs per section and total											Sum
Cable (cu)	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	16 345	163 450
Laying (cu)	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	9 755	97 550
CI (cu)	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	261 000
CJ (cu)	16 548	13 403	10 590	8 108	5 957	4 137	2 648	1 489	662	165	63 707
CT (cu)	42 648	39 503	36 690	34 208	32 057	30 237	28 748	27 589	26 762	26 265	324 707