

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Electric cables – Calculation of the current rating –
Part 3-2: Sections on operating conditions – Economic optimization of power
cable size**

**Câbles électriques – Calcul du courant admissible –
Partie 3-2: Sections concernant les conditions de fonctionnement – Optimisation
économique des sections d'âme de câbles électriques de puissance**





THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2012 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, 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 either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Liens utiles:

Recherche de publications CEI - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.



IEC 60287-3-2

Edition 2.0 2012-07

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Electric cables – Calculation of the current rating –
Part 3-2: Sections on operating conditions – Economic optimization of power
cable size**

**Câbles électriques – Calcul du courant admissible –
Partie 3-2: Sections concernant les conditions de fonctionnement – Optimisation
économique des sections d'âme de câbles électriques de puissance**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

W

ICS 29.060.20

ISBN 978-2-83220-151-0

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	3
INTRODUCTION.....	5
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Symbols	8
4 Calculation of total costs	10
5 Determination of economic conductor sizes.....	13
5.1 First approach: economic current range for each conductor in a series of sizes	13
5.2 Second approach: economic conductor size for a given load.....	13
5.2.1 General equation.....	13
5.2.2 Linear cost function for cable costs.....	14
5.2.3 Effect of charging current and dielectric losses.....	15
Annex A (informative) Examples of calculation of economic conductor sizes.....	17
Annex B (informative) Mean conductor temperature and resistance	33
Bibliography.....	38
Figure A.1 – System layout.....	26
Figure A.2 – Economic current ranges	27
Figure A.3 – Variation of cost with conductor size	28
Table A.1 – Economic current ranges for cable sizes 25 mm ² to 400 mm ²	19
Table A.2 – Summary of costs	23
Table A.3 – Cable details.....	23
Table A.4 – Economic loading.....	24
Table A.5 – Current-carrying capacity criterion	24
Table A.6 – Economic loading, standard conductor size for all sections – Standard size: 150 mm ²	25
Table A.7 – Economic loading, standard conductor size for all sections – Standard size: 185 mm ²	25
Table A.8 – Economic loading, standard conductor size for all sections – Standard size: 240 mm ²	26
Table A.9 – Cable details.....	29
Table A.10 – Steady state current ratings	30
Table A.11 – Total costs	31
Table A.12 – Total cost versus anticipated operational life.....	31
Table A.13 – Losses versus anticipated operational life	32
Table B.1 – Required data for conductor sizes for the above example	34

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**ELECTRIC CABLES –
CALCULATION OF THE CURRENT RATING –****Part 3-2: Sections on operating conditions –
Economic optimization of power cable size**

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 60287-3-2 has been prepared by IEC technical committee 20: Electric cables.

This second edition cancels and replaces the first edition, published in 1995 and its Amendment 1:1996. This edition constitutes a technical revision. This edition incorporates Amendment 2 which was not published separately due to the number of changes and pages.

The main changes with respect to the previous edition are as follows:

- update of the normative references;
- clarification of some symbols;
- correction of some formulae;
- introduction of a second example in Annex A for the calculation of the economic conductor size.

The text of this standard is based on the first edition, its amendment 1 and the following documents:

FDIS	Report on voting
20/1367/FDIS	20/1373/RVD

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 60287 series can be found on the IEC website under the general title: *Calculation of the current rating*.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

INTRODUCTION

0.1 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 financial and environmental cost of energy, together with the energy losses which follow from conductors operating at high temperatures, requires that cable size selection be considered on wider grounds. Rather than minimizing the initial cost only, the sum of the initial cost and the cost of the losses over the anticipated operational life of the system should 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. This, when considered over its anticipated operational life, will reduce the energy losses and the total cost of the system. Where thermal consideration dictates the use of the largest practical conductor size, the installation of a second parallel cable circuit can result in a reduction in the total cost over the life of the installation.

The formulae and examples given in this standard are arranged to facilitate the calculation of the economic conductor size after factors such as system voltage, cable route, cable configuration and sheath bonding arrangements have been decided. Although these factors are not considered in detail, they have an impact on both the installation and operating costs of a cable system. The effect of changing any of the above factors on the total cost over the anticipated operational life of the system can be determined using the principles set out in this standard.

Future costs of energy losses during the anticipated operational 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 A.2.5). 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 on 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.

The formulae given in this standard are written for a.c. systems but they are equally applicable to d.c. systems. Clearly, for d.c. systems, the d.c. resistance is used in place of the a.c. resistance and the sheath and armour loss factors are set to zero.

0.2 Economic aspects

In order to combine the purchase and installation costs with costs of energy losses arising during the anticipated operational 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 conductor 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 anticipated operational 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 anticipated operational life of the cable. Nevertheless, the above comments on the effect of the accuracy of these parameters is also relevant here.

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.

0.3 Other criteria

Other criteria, for example short-circuit current and its duration, voltage drop and cable size rationalization, should also be considered. 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 60287-1-1, in IEC 60287-2-1 and in the IEC 60853 series 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) 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.

0.4 Environmental impact

When determining optimum size for a given circuit, consideration should also be given to environmental impact. Based on the projected life of a circuit, the environmental impact of operational losses may well outweigh all other impacts in the life cycle and may justify a larger conductor size than that determined by economic factors alone. Further guidance can be found in IEC/TR 62125.

ELECTRIC CABLES – CALCULATION OF THE CURRENT RATING –

Part 3-2: Sections on operating conditions – Economic optimization of power cable size

1 Scope

This part of IEC 60287 sets out a method for the selection of a cable size taking into account the initial investments and the future costs of energy losses during the anticipated operational life of the cable.

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

Two examples of the application of the method to hypothetical supply systems are given in Annex A.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60228, *Conductors of insulated cables*

IEC 60287-1-1, *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General*

IEC 60287-2-1, *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 2-1: Thermal resistance – Calculation of thermal resistance*

IEC 60853 (all parts), *Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables*

3 Symbols

The symbols used in this standard and the quantities which they represent are given in the following list:

a	annual increase in I_{\max}	%
A_L	constant component of cost per unit length related to laying conditions, etc.	cu/m
A_S	variable component of cost per unit length related to conductor size	cu/(m·mm ²)
b	annual increase in P , not covered by inflation	%
B	auxiliary quantity defined by Formula (16)	–
c	annual increase in loss load factor	%
C	capacitance per core	F/m
CI	installed cost of the length of cable being considered	cu

$CI(S)$	installed cost of a cable as a function of its cross-sectional area	cu
CI_1	installed cost of the next smaller standard size of conductor	cu
CI_2	installed cost of the next larger standard size of conductor	cu
CJ	present value of the cost of joule losses during N years	cu
CT	total cost of a system	cu
D	demand charge each year	cu/(W·year)
d_c	diameter of conductor, including screen, if any	mm
D_i	diameter over insulation	mm
f	system frequency	Hz
F	auxiliary quantity defined by Formula (10)	cu/W
F_2	auxiliary quantity defined by Formula (27)	–
g	factor used in calculation of charging current losses	–
i	discounting rate used to compute present values	%
$I(t)$	load as a function of time	A
I_c	charging current per unit length	A/m
I_{\max}	maximum load in first year i.e. the highest hourly mean value	A
L	cable length	m
N	period covered by financial calculations, also referred to as "anticipated operational life"	year
N_c	number of circuits carrying the same type and value of load	–
N_p	number of phase conductors per circuit	–
N_s	number of earthed sections in a single-core cable system	–
P	cost of one watt-hour at relevant voltage level	cu/(W·h)
Q	auxiliary quantity defined by Formula (8)	–
Q_v	auxiliary quantity defined by Formula (28)	–
r	auxiliary quantity defined by Formula (9)	–
r_v	auxiliary quantity defined by Formula (29)	–
R	a.c. resistance of conductor per unit length (considered to be a constant value at an average operating temperature, see Clause 4)	Ω/m
R_L	cable a.c. resistance per unit length, including the effect of λ_1 and λ_2 , $R_L = R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)$	Ω/m
$R_L(S)$	a.c. resistance per unit length of a conductor as a function of its area, including the effect of λ_1 and λ_2	Ω/m
R_{L1}	a.c. resistance per unit length of next smaller standard conductor size, including the effect of λ_1 and λ_2	Ω/m
R_{L2}	a.c. resistance per unit length of next larger standard conductor size, including the effect of λ_1 and λ_2	Ω/m
R_s	a.c. resistance of sheath, or screen, per unit length (considered to be a constant value at an average operating temperature)	Ω/m

S	cross-sectional area of a cable conductor	mm ²
S_{ec}	economic conductor size	mm ²
t	time	h
T	operating time at maximum joule loss	h/year
T_t	equivalent operating time at maximum loss, including dielectric loss	h/year
U_0	voltage between conductor and screen or sheath	V
W_{chc}	losses due to charging current in conductors	W
W_{chs}	losses due to charging current flowing in screen/armour	W
W_d	dielectric losses per unit length per phase	W/m
Y_p	proximity effect factor, see IEC 60287-1-1	–
Y_s	skin effect factor, see IEC 60287-1-1	–
α_{20}	temperature coefficient of conductor resistance at 20 °C	1/K
β	reciprocal of the temperature coefficient of resistivity of the conductor material at 0 °C. For aluminium $\beta = 228$, for copper $\beta = 234,5$	K
$\tan \delta$	loss factor of insulation	–
ε	is the relative permittivity of insulation	–
λ_1, λ_2	sheath and armour loss factors, see IEC 60287-1-1	–
μ	loss load factor, see the IEC 60853 series	–
ρ_{20}	conductor resistivity at 20 °C, see 5.2	Ω·m
θ	maximum rated conductor operating temperature	°C
θ_a	ambient average temperature	°C
θ_u	mean operating conductor temperature	°C

The unit cu is an arbitrary currency unit.

4 Calculation of total costs

The total cost of installing and operating a cable during its anticipated operational 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 is the cost of the installed length of cable, in cu;

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

Evaluation of CJ

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

$$\text{Energy loss during the first year} = (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) T \text{ (W} \times \text{h)} \quad (2)$$

where

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

L is the length of cable, in m;

R_L cable a.c. resistance per unit length, including the effect of λ_1 and λ_2 , $R_L = R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)$.

The selection of the method of bonding the sheaths, screens or armour of single-core cables will have a significant effect on the losses due to circulating currents in these components. Where the system design permits, the bonding method should be selected to balance the cost of these losses over the life of the installation against the initial cost of installing the equipment and additional earth conductors required for certain bonding arrangements.

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 60287-1-1, IEC 60287-2-1 and/or the IEC 60853 series), its temperature will be lower than the maximum permissible value. It is convenient to assume, in the absence of more precise information, that R_L 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 1 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 is the number of phase conductors per circuit;

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

T is the equivalent operating time at maximum loss, in h/year;

is the 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;

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

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

T is equal to $\mu \times 8\,760$

See the IEC 60853 series for the derivation of the loss load factor, in μ .

NOTE 2 The loss-load factor used in the IEC 60853 series is a daily average factor. The use of this factor as an annual average is a simplification which assumes that the circuit is in continuous operation and the load pattern for the circuit being considered remains constant throughout the year.

t is the time, in h;

$I(t)$ is the load current as a function of time, in A.

The cost of the first year's losses is:

$$= (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) \times T \times P \text{ (cu)} \quad (3)$$

where

P is the cost of one watt-hour of energy at the relevant voltage level, in cu/(W·h).

b) *Cost due to additional supply capacity*

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

$$= (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) \times D \text{ (cu/year)} \quad (4)$$

where

D is the demand charge per year, in cu/(W·year).

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

$$= (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) \times (T \times P + D) \text{ (cu)} \quad (5)$$

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

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

where

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

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

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

where

Q is a coefficient, taking into account the increase in load and loss load factor, the increase in cost of energy over N years and the discount rate:

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

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

If $r = 1$, then $Q = N$ and

a is the increase in load per year, in %;

b is the increase in cost of energy per year, not including the effect of inflation, in %;

c is the increase in loss load factor per year, in %; c shall be selected such that the loss-load factor does not exceed 1 over the anticipated operational life of the installation.

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

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

The total cost is then given by:

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

Formulae (7), (8) and (9) can be used to calculate the operational losses over the anticipated life, rather than the cost of the losses by setting $D = 0$, $P = 1$, $b = 0$ and $i = 0$. This would allow a direct comparison of the losses for a range of cable sizes.

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:

$$\text{Lower limit of } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI - CI_1}{F \times L \times (R_{L1} - R_L)}} \quad (A) \quad (12)$$

$$\text{Upper limit of } I_{\max} = \sqrt{\frac{CI_2 - CI}{F \times L \times (R_L - R_{L2})}} \quad (A) \quad (13)$$

where

- CI is the installed cost of the length of cable whose conductor size is being considered, in cu;
- R_L is the a.c. resistance per unit length of the conductor size being considered, in Ω/m ;
- CI_1 is the installed cost of the next smaller standard conductor, in cu;
- R_{L1} is the a.c. resistance per unit length of next smaller standard conductor size, including the effect of λ_1 and λ_2 ;
- CI_2 is the installed cost of the next larger standard conductor, in cu;
- R_{L2} is the a.c. resistance per unit length of next larger standard conductor size, including the effect of λ_1 and λ_2 .

NOTE 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.

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

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:

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

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

The formula for the relationship between $C(S)$ 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 anticipated operational life period chosen.

According to IEC 60287-1-1, the apparent conductor resistance can be expressed as a function of the cross-section by:

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

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

where

ρ_{20} is the d.c. resistivity of the conductor, in $\Omega \times \text{m}$.

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 are the skin and proximity effect factors, see IEC 60287-1-1;

λ_1, λ_2 are the sheath and armour loss factors, see IEC 60287-1-1;

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

θ_m is the conductor temperature, see explanation given in the definition of R_L for Formula (2), in °C;

B is the auxiliary value defined by Formula (16), which can be calculated from IEC 60287-1-1 by assuming a probable value for the economic size of conductor;

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

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:

$$C(S) = L \times (A_s \times S + A_L) \quad (\text{cu}) \quad (17)$$

where

A_s is the variable component of cost, related to conductor size, $\text{cu}/\text{m} \times \text{mm}^2$;

A_L is the constant component of cost, unaffected by size of cable, in cu/m ;

L is the length of cable, in m.

Then the optimum size S_{ec} (mm^2) can be obtained by equating to zero the derivative of Formula (14) with respect to S , giving:

$$S_{ec} = 1\,000 \left[\frac{I_{max}^2 \times F \times \rho_{20} \times B [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5} \quad \text{mm}^2 \quad (18)$$

NOTE 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.

NOTE 2 The constant component of the cost, A_L , in Formula (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 60228) and so the cost for the adjacent larger and smaller standard sizes shall be calculated and the most economical one chosen.

5.2.3 Effect of charging current and dielectric losses

Dielectric losses and the losses due to charging current are always present in an a.c. system when the cable is energized and therefore operate at 100 % load factor. Both types of losses are significant only at high-voltage levels and are dependent on cable capacitance. Evaluation of transmission cable systems often assumes the placement of shunt reactors at the ends of the cable system to supply the reactive VARs required by the cable. The reactors have losses equal to about 0,8 % of power rating. Those losses should be considered in the evaluation of cable system losses and the cost of the reactors added to the cable purchase cost.

For a given voltage level and insulation thickness, an increase in conductor diameter results in an increase in cable capacitance and, as a result of this, an increase in voltage dependent losses. Because of this, when dielectric losses are included in the analysis, these losses will tend to decrease the conductor diameter as opposed to the effect of current dependent losses.

The dielectric and charging current losses are sometimes referred to as voltage-dependent losses, in contrast to the joule losses which are referred to as current-dependent losses. The cost of these voltage-dependent losses is included in the calculation by the following modification to Formula (11).

Cable capacitance C is given by

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \ln \left(\frac{D_1}{d_c} \right)} \times 10^{-9} \quad (19)$$

where

- ε is the relative permittivity of insulation;
- d_c is the diameter of conductor, including screen, if any, in mm;
- D_1 is the diameter over insulation, in mm.

Charging current is calculated from

$$I_C = 2\pi f C U_0 \quad (20)$$

where

- f is the system frequency, in Hz;
- U_0 is the voltage between conductor and screen or sheath, in V.

Charging current is not uniform along the cable. In a cable, with all charging current flowing from one end, the charging current losses are given by:

$$W_{chc} = \frac{1}{3} I_C^2 \times L^3 \times R_L \quad (21)$$

If the system has equal charging current flowing from each end, either due to natural system conditions or to the addition of reactors to force the equal flow, the losses per phase are given by:

$$W_{\text{chc}} = 2 \left[\frac{1}{3} I_c^2 \left(\frac{L}{2} \right)^3 \times R_L \right] \quad (22)$$

Thus, in general, the charging current losses per conductor can be expressed by:

$$W_{\text{chc}} = g \times I_c^2 \times L^3 \times R_L \quad (23)$$

where $g = 1/3$ or $1/12$, depending on whether Formula (21) or (22) applies.

For single-core cables installed as one section, the term R_L in Formulae (21) to (23) is replaced by $(R_L + R_s)$.

Where single-core cable systems are divided into a number of earthed sections the charging current losses in the screen/armour can be expressed by:

$$W_{\text{chs}} = N_s \times g \times I_c^2 \times \left(\frac{L}{N_s} \right)^3 \times R_s \quad (24)$$

where N_s is the number of earthed sections.

The dielectric losses, per unit length, are proportional to the square of the voltage:

$$W_d = 2\pi f \times C \times U_0^2 \times \tan \delta \quad (25)$$

where

$\tan \delta$ is the loss factor of the insulation.

The total cost, including the effect of charging current and dielectric losses, can be represented by extending Formula (11) to

$$CT = CI + I^2 \times R_L \times L \times F + (g \times I_c^2 \times R_L \times L^3 + W_d \times L) \times F_2 \quad (26)$$

where

$$F_2 = N_p \times N_c \times [T_t \times P + D] \times \frac{Q_v}{1 + i/100} \quad (27)$$

where

$$Q_v = \sum_{n=1}^N (r_v^{n-1}) = \frac{1 - r_v^N}{1 - r_v} \quad (28)$$

$$r_v = \frac{(1 + b/100)}{(1 + i/100)} \quad (29)$$

If $r_v = 1$, then $Q_v = N$

Annex A (informative)

Examples of calculation of economic conductor sizes

A.1 General

Two example calculations are provided in this annex. The first example relates to a 10 kV cable circuit and the second example concerns a 132 kV single circuit.

In the first example, calculations are given for a supply system feeding ten equal loads uniformly spaced along a route;

- 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.2.5 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.

The second example uses the economic conductor size method (see 5.2) to size the cable for a 132 kV single circuit.

In both examples, values have been rounded off at various stages in the calculation. If rounding is not carried out, slightly different values may be obtained.

A.2 Example 1

A.2.1 Cable and supply system details

Load and route data

A 10 kV cable circuit shall 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 as follows:

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 60853). It is assumed that this factor remains constant during the anticipated operational 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 anticipated operational life of the cable.
- b) The current-carrying capacity required for the load during the last year of the anticipated operational 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 0.3 of the Introduction to this standard.

Financial data

Anticipated operational 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.3			(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_s</i>	0,113 3	(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.3 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.2.2.3.

Calculation of auxiliary quantities

$$r = \frac{[1 + (0,5/100)]^2 \times [1 + (2/100)]}{1 + (5/100)} = 0,981 17 \quad \text{Use of (9)}$$

$$Q = \frac{1 - 0,981 2^{30}}{1 - 0,981 2} = 23,081 \quad \text{Use of (8)}$$

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

A.2.2 Calculation using the economic current range method (see 5.1)

A.2.2.1 Calculation of the economic current range of one size

As an example, the economic current range for a 240 mm² conductor will be found. Formulae (12) and (13) are used. Also see Table A.3.

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

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

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:

Table A.1 – Economic current ranges for cable sizes 25 mm² to 400 mm²

Nominal size mm ²	Current range A	
	25	–
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.2.2.2 Selection of an economic conductor size for each section

From the economic current ranges shown in Table A.1, 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 selected conductor sizes are given in Table A.4, together with the costs calculated by means of Formula (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 A.1 is 240 mm², which has an economic current range of 128 A to 168 A.

$$\begin{aligned}
 CT &= [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\ 000) \times 500 \times 9,234\ 1] \\
 &= 26\ 100 + 16\ 548 \\
 &= 42\ 648\ \text{cu}
 \end{aligned}$$

The costs for each section of the route are summarized in Table A.4.

It can be seen from Table A.4 that the total cost for the cable installation over 30 years on an economic basis is 290 535 cu.

A.2.2.3 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 anticipated operational life and not to exceed the maximum permissible conductor temperature.

For section 1:

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

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.2.1 b) above.

From the following table of current ratings (calculated according to the methods in IEC 60287-1-1 and IEC 60287-2-1, 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.3.

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

$$\begin{aligned}
 CT &= [32,95 \times 500] + [160^2 \times (0,553/1\ 000) \times 500 \times 9,234\ 1] \\
 &= 16\ 475 + 65\ 363 \\
 &= 81\ 838\ \text{cu}
 \end{aligned}$$

Comparison with the cost for this section when using the economical size of conductor, evaluated in A.2.2.2, 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.5. The total saving for the ten sections is $(547\,864 - 290\,535) \times 100 / 547\,864 = 47\%$.

A.2.3 Calculation using the economic conductor size method (see 5.2)

Route section 1 is used as an example.

$$I_{\max} = 160 \text{ A}$$

$$\rho_{20} = 30,3 \times 10^{-9} \text{ } \Omega \cdot \text{m (see 5.2.1)}$$

$$\alpha_{20} = 0,004\,03 \text{ K}^{-1}$$

$$B = 1,023 \text{ (assuming initially that a conductor size of } 185 \text{ mm}^2 \text{ could be the economic optimum)}$$

$$A_s = 0,113\,3 \text{ cu}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2) \text{ (coefficient of the variable part of the installation costs, see 5.2.2)}$$

$$F = 9,234\,1 \text{ cu}/\text{W}$$

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

$$S_{\text{ec}} = 1\,000 \times \left[\frac{160^2 \times 9,2341 \times 30,3 \times 10^{-9} \times 1,023 [1 + 0,00403(40 - 20)]}{0,1133} \right]^{0,5} = 264 \text{ mm}^2$$

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 Formula (11).

$$\begin{aligned} CT_{240} &= [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\,000) \times 500 \times 9,2341] \\ &= 26\,100 + 16\,548 \\ &= 42\,648 \text{ cu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} CT_{300} &= [58,99 \times 500] + [160^2 \times (0,114/1\,000) \times 500 \times 9,234\,1] \\ &= 29\,495 + 13\,474 \\ &= 42\,969 \text{ cu} \end{aligned}$$

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.2.2.1 and A.2.2.2 and the summary of sizes and cost is the same as that already given in Table A.4.

A.2.4 Calculation based on the use of one standard conductor size for all sections of the route

A.2.4.1 Using the economic current range method

It is first necessary to assume a probable conductor size and the total cost is calculated with Formula (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 Tables A.6, A.7 and A.8.

The total costs are:

150 mm ²	312 841 cu;
185 mm ²	312 165 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.2.2.1, and Figure A.3, can be seen to apply here also.

A.2.4.2 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 Formula (18), using *B* for a 185 mm² conductor

$$S_{ec} = 1000 \times \left[\frac{160^2 \times 1,023 \times 30,3 \times 10^{-9} [1 + 0,00403(40 - 20)] \times 9,2341 \times 0,385}{0,1133} \right]^{0,5}$$

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

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

Total costs for each of these conductors are:

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

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

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

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

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 Tables A.6, A.7 and A.8 that a 185 mm² conductor is thermally adequate to carry the maximum load at the end of the 30-year period.

A.2.5 Summary of results

A summary of the results of the calculations for the cable and conditions described in A.2.1 is given in Table A.2.

Table A.2 – Summary of costs

Basis of costing	CI cu	CJ 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.3 – Cable details

Cable size mm ²	Resistance by phase at		Primary cost		
	40 °C Ω/km	80 °C Ω/km	Cable cu/m	Laying cu/m	Sum 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

Table A.4 – Economic loading

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Load</i>											
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Cable</i>											
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	
<i>Costs per section and total</i>											<i>Sum</i>
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
<i>CI</i> (cu)	26 100	26 100	22 980	22 980	21 000	19 305	17 890	16 475	15 340	13 925	202 095
<i>CJ</i> (cu)	16 548	13 403	13 692	10 483	9 616	8 185	6 581	5 117	3 281	1 534	88 440
<i>CT</i> (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.5 – Current-carrying capacity criterion

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Load</i>											
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	
$I_{max}/1,11$ (A)	167	150	133	117	100	83	67	50	33	17	
<i>Cable</i>											
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	
<i>Costs per section and total</i>											<i>Sum</i>
Cable (cu)	7 620	7 620	6 595	5 825	5 310	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	8 615	86 810
<i>CI</i> (cu)	16 475	16 475	15 340	14 490	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	146 330
<i>CJ</i> (cu)	65 363	52 944	60 365	62 492	63 443	44 058	28 197	15 861	7 049	1 762	401 534
<i>CT</i> (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.6 – Economic loading, standard conductor size for all sections –
Standard size: 150 mm²**

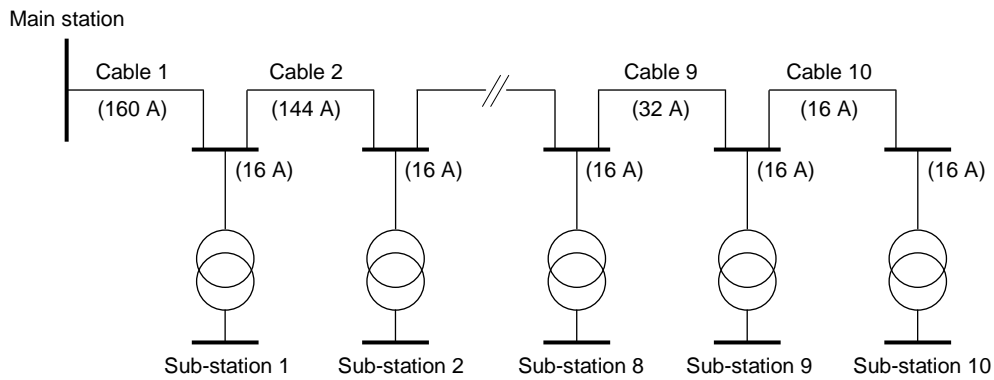
Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Load</i>											
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Cable</i>											
Size (mm ²)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Capacity (A)	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	
<i>Costs per section and total</i>											<i>Sum</i>
Cable (cu)	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
<i>CI</i> (cu)	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	210 000
<i>CJ</i> (cu)	26 712	21 637	17 096	13 089	9 616	6 678	4 274	2 404	1 068	267	102841
<i>CT</i> (cu)	47 712	42 637	38 096	34 089	30 616	27 678	25 274	23 404	22 068	21 267	312 841

**Table A.7 – Economic loading, standard conductor size for all sections –
Standard size: 185 mm²**

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

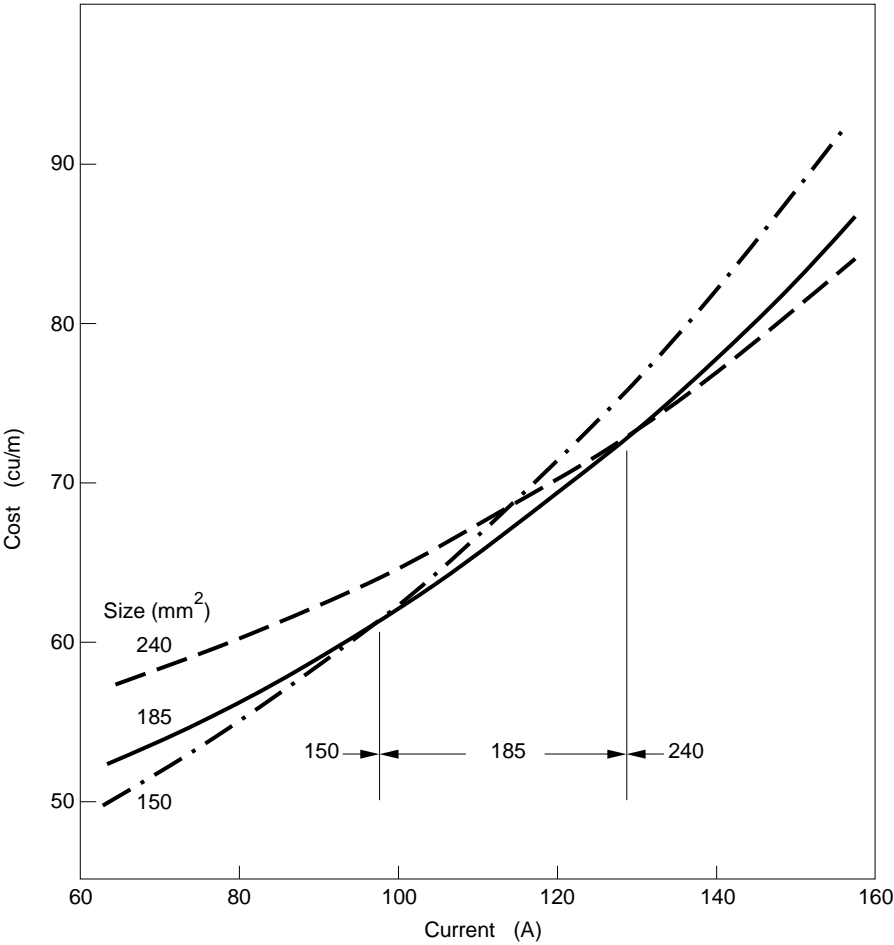
**Table A.8 – Economic loading, standard conductor size for all sections –
Standard size: 240 mm²**

Section number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Load</i>											
I_{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Cable</i>											
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	
<i>Costs per section and total</i>											<i>Sum</i>
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
<i>CJ</i> (cu)	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	26 100	261 000
<i>CJ</i> (cu)	16 548	13 403	10 590	8 108	5 957	4 137	2 648	1 489	662	165	63 707
<i>CT</i> (cu)	42 648	39 503	36 690	34 208	32 057	30 237	28 748	27 589	26 762	26 265	324 707



IEC 1125/12

Figure A.1 – System layout



IEC 1126/12

Figure A.2 – Economic current ranges

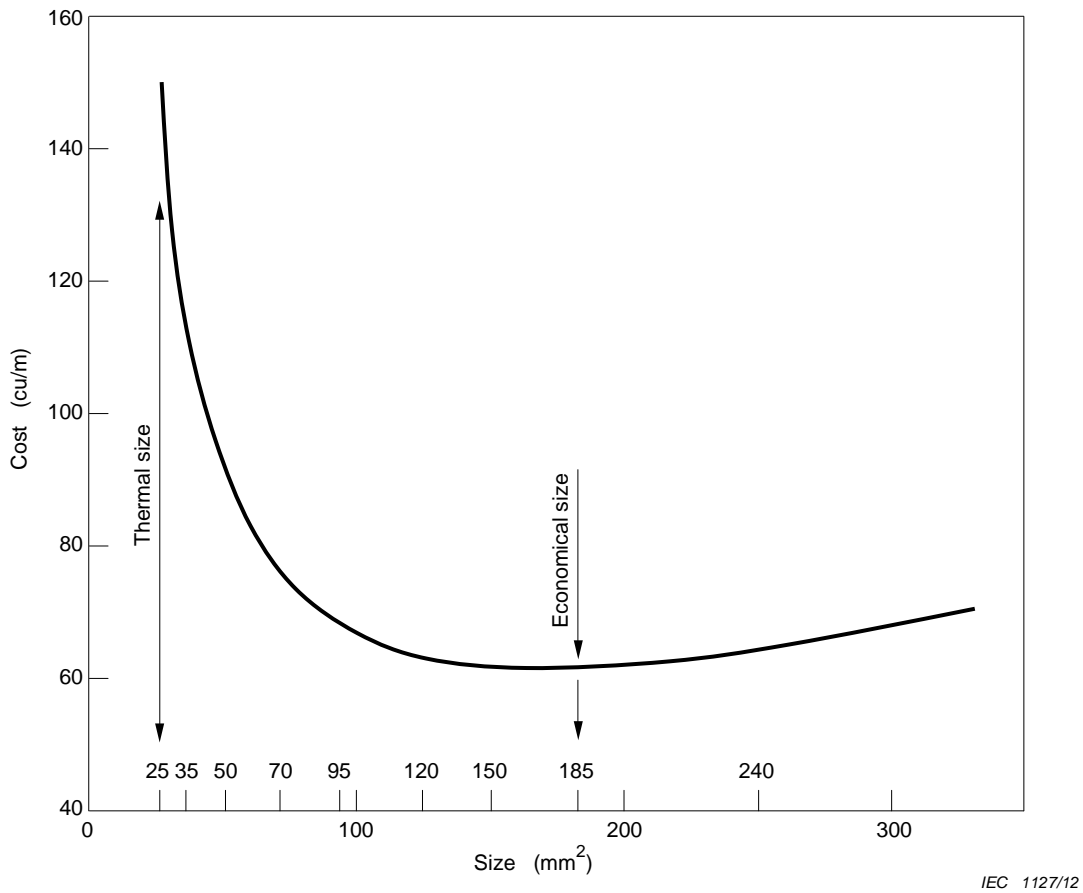


Figure A.3 – Variation of cost with conductor size

A.3 Example 2

A.3.1 Cable and supply system details

A 132 kV cable circuit shall be sized to transmit 160 MVA over a route length of 5 km. The load shall be carried by a single circuit. The cables shall have copper conductors.

The highest hourly mean value of current, I_{max} , in the first year is 700 A.

The cyclic rating factor, M , for all loads is 1,2 (see the IEC 60853 series). It is assumed that this factor remains constant during the anticipated operational life of the cable.

The cable size is chosen according to the minimized sum of the primary cost plus the present value of the joule losses for the anticipated operational life of the cable.

Other factors, such as those indicated in 0.1 of the Introduction to this standard have not been considered.

A.3.1.1 Financial data

- anticipated operational life N 20 year
- operating time at maximum loss (the value includes the effect of the daily cyclic load) T 1 740 h/year

– price of joule losses at end of first year at 132 kV	<i>P</i>	72×10^{-6}	cu/(W·h)
– demand charges	<i>D</i>	0,004	cu/(W·year)
– cable and installation costs per unit length of the route are given in Table A.9			cu/m
– annual increase of load	<i>a</i>	0,1	%
– annual increase of cost of energy (kW×h price)	<i>b</i>	5,0	%
– annual discounting rate	<i>i</i>	4,0	%

A.3.1.2 Cable data

For the purpose of this example a fictional single-core 132 kV, copper conductor, XLPE insulated cable has been assumed. The cables are buried in a flat formation with a 250 mm spacing between centres. The depth of burial is taken to be 1,0 m and the ground ambient temperature 15 °C. The cables are cross-bonded and transposed to minimize screen losses. The a.c. resistances of the conductors at 40 °C and 90 °C are given in columns (2) and (3) of Table A.9 and the financial details are given in columns (4) to (6). It has a permissible maximum conductor temperature of 90 °C and, when laid in the ground, the steady-state ratings for a range of conductor sizes are given in Table A.10.

- number of phase conductors per circuit: three, $N_p = 3$
- number of circuits carrying the same type and value of load: one, $N_c = 1$
- mean conductor operating temperature: $\frac{90-15}{3} + 15 = 40$ °C

Table A.9 – Cable details

Nominal conductor cross-section mm ²	Resistance by phase at		Primary cost per metre of route length		
	40 °C Ω/km	90 °C Ω/km	Cable cu/m	Laying cu/m	Sum cu/m
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
240	0,0824	0,0970	269,4	242,5	511,9
300	0,0661	0,0777	307,8	246,2	554,0
400	0,0523	0,0613	351,9	249,8	601,7
500	0,0416	0,0485	387,9	252,6	640,5
630	0,0332	0,0384	413,1	255,2	668,3

Table A.10 – Steady state current ratings

Nominal conductor cross-section mm ²	240	300	400	500	630
Current-carrying capacity, A	580	655	747	849	967

A.3.2 Conductor size based on thermal ratings

$$I_{\max} \text{ (first year)} = 700 \text{ A}$$

$$I_{\max} \text{ (last year)} = 700 \left[1 + \frac{0,1}{100} \right]^{(20-1)} = 713 \text{ A}$$

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

$$\frac{713}{1,2} = 595 \text{ A}$$

Thus from Table A.10 a minimum conductor size of 300 mm² is required to meet the thermal requirements.

A.3.3 Calculation of auxiliary quantities

$$r = \frac{[1 + (0,1/100)]^2 \times [1 + (5/100)]}{1 + (4/100)} = 1,012 \quad \text{Use of (9)}$$

$$Q = \frac{1 - 1,012^{20}}{1 - 1,012} = 22,37 \quad \text{Use of (8)}$$

$$F = \frac{3 \times 1 \times (1740 \times 72 \times 10^{-6} + 0,004) \times 22,37}{1 + (4/100)} = 8,343 \text{ cu/W} \quad \text{Use of (10)}$$

A.3.4 Calculation of the total cost

The minimum acceptable conductor size from a thermal point of view is 300 mm². The total cost for the installation over a period 20 years has been calculated for the 300 mm² cable and the next 2 larger sizes using Formula (11). The intermediate stages and the results of the calculations are given in Table A.11.

Table A.11 – Total costs

Nominal conductor cross-sectional area, mm ²	300	400	500
Steady state rating, A	655	747	849
I_{max} , A	700	700	700
Resistance at 40 °C, Ω/m	0,000 066 1	0,000 052 3	0,000 041 6
Length, m	5 000	5 000	5 000
F (Formula (10))	8,343	8,343	8,343
Cable cost, cu	1 539 000	1 759 500	1 939 500
Installation cost, cu	1 231 000	1 249 000	1 263 000
Present value cost of losses, cu	1 351 380	1 069 084	850 362
Total cost CT, cu (Formula (11))	4 121 380	4 077 584	4 052 862

For this example, there is a clear economic advantage in installing a cable that is larger than the size selected on the basis of thermal requirements. Further calculations have been carried out for a range of different values for the anticipated operational life. The results are given in Table A.12.

Table A.12 – Total cost versus anticipated operational life

Operational life years	F cu/W	Total cost CT, cu (Formula (11))		
		300 mm ²	400 mm ²	500 mm ²
10	3,931	$3\,406,7 \times 10^3$	$3\,512,2 \times 10^3$	$3\,603,1 \times 10^3$
15	6,073	$3\,753,7 \times 10^3$	$3\,786,7 \times 10^3$	$3\,821,5 \times 10^3$
20	8,343	$4\,121,4 \times 10^3$	$4\,077,6 \times 10^3$	$4\,052,9 \times 10^3$
25	10,749	$4\,511,0 \times 10^3$	$4\,385,8 \times 10^3$	$4\,298,0 \times 10^3$
30	13,297	$4\,923,8 \times 10^3$	$4\,712,4 \times 10^3$	$4\,557,8 \times 10^3$

These calculations show that for this example there is no economic advantage in increasing the conductor size for an anticipated operational life of less than 20 years. However, the savings increase with anticipated operational life.

The total joule loss, TJ , from the circuit over its anticipated operational life is calculated using Formula (7) with the economic factors removed:

$$r = \frac{[1 + (0,1/100)]^2 \times [1 + (0/100)]}{1 + (0/100)} = 1,002$$

Use of (9)

$$Q = \frac{1 - 1,002^{20}}{1 - 1,002} = 20,38$$

Use of (8)

$$TJ = (700^2 \times 0,000\,066\,11 \times 5\,000 \times 3 \times 1) \times (1740 \times 1 + 0) \frac{20,38}{1 + (0/100)} = 1,723 \times 10^{10} \text{ W} \times \text{h}$$

$$= 172\,35 \text{ MW} \times \text{h}$$

Use of (7)

Table A.13 – Losses versus anticipated operational life

Operational life years	Losses, MW×h		
	300 mm ²	400 mm ²	500 mm ²
10	8 531	6 749	5 368
15	12 861	10 175	8 093
20	17 235	13 635	10 845
25	21 652	17 129	13 625
30	26 114	20 659	16 433

Annex B (informative)

Mean conductor temperature and resistance

B.1 Methods for estimating mean conductor temperature and resistance

It is convenient and usually sufficiently accurate to assume that conductor resistance is constant during the life of the cable. A simple formula for making an estimate of conductor operating temperature and hence its resistance is given in Clause 4. This is based on observations of typical calculations that the average operating temperature rise of an economic size of conductor, taken over its anticipated operational life, is in the region of one-third of the rise occurring with its maximum permissible thermal rating.

For the example used in this standard, errors in conductor size and total costs, as a result of using this estimate, are not greater than about 2 %. However, larger errors may occur where the combination of installed cost, cost of losses and load growth lead to conductor temperatures, during the final years of the economic period, approaching the maximum permissible value.

In general, a more precise value of conductor resistance will affect the selection of an economic size only in very marginal cases. There may be situations where better precision in the cost of energy losses is required and the additional effort can be accepted.

If greater accuracy is desired for particular cases, refined values for conductor temperature and resistance can be made, using as a starting-point the conductor size or range of economic currents obtained by means of the simple temperature estimate suggested in Clause 4.

B.2 Formulae to determine mean conductor temperature and resistance

Conductor temperature, as a mean of the values during the first and last years of an economic period, can be obtained from:

$$\theta_m = \frac{\theta_s + \theta_f}{2} = \frac{\beta + \theta_a}{2} \left[\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right] - \beta \quad (^\circ\text{C}) \quad (30)$$

where

θ_s is the conductor temperature during the first year, in $^\circ\text{C}$;

θ_f is the conductor temperature during the last year, in $^\circ\text{C}$;

θ_a is the ambient temperature, $^\circ\text{C}$;

β is the reciprocal of the temperature coefficient of resistivity of the conductor material at 0°C , in K.

For aluminium $\beta = 228$, for copper $\beta = 234,5$.

$$\gamma = \left[\frac{I_{\max}}{I_z} \right]^2 \left[\frac{\theta - \theta_a}{\beta + \theta} \right] \quad (^\circ\text{C}) \quad (31)$$

I_{\max} is the value of load current during the first year, in A;

- I_z is the current-carrying capacity, for a maximum permitted temperature rise of $\theta - \theta_a$, using IEC 60287-1-1 and 60287-2-1, in A;
- θ is the maximum permissible conductor temperature, in °C;
- $g = (1 + a/100)^{2(N-1)}$;
- a is the annual increase in I_{max} , in %;
- N is the duration of economic period, in years.

The mean conductor resistance, as an average of the values during the first and last years is:

$$R_m = \frac{R_{20}}{2} \left(\frac{\beta + \theta_a}{\beta + 20} \right) \left(\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right) \times (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (\Omega/m) \quad (32)$$

The value of R_m can be substituted directly in Formulae (11), (12) and (13).

Similarly, the following equation can be used to obtain a value of ρ_m which can be substituted for $\rho_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]$ in Formulae (15) and (18):

$$\rho_m = \frac{\rho_{20}}{2} \left[\frac{\beta + \theta_a}{\beta + 20} \right] \left[\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right] \quad (\Omega \cdot m) \quad (33)$$

B.3 Application to the determination of an economic current range (see 5.1)

This application is based on the example in A.2.2 of Annex A.

Consider the current range calculated for a 240 mm² conductor and let $I(1)$ and $I(2)$ be the lower and upper limits to this range, calculated by means of the simple estimate of conductor temperature. In the example, $I(1) = 128$ A and $I(2) = 168$ A.

The following given in Table B.1 are needed for the three conductor sizes involved:

Table B.1 – Required data for conductor sizes for the above example

Size mm ²	R_{20} Ω/km	CI cu/m	I_z A *	$I_{max.z}$ = $I_z \times M$, A **
185	0,1675	45,96	328	364
240	0,1296	52,20	382	424
300	0,1053	58,99	429	476

* See A.2.2.3 of Annex A.
 ** The cyclic rating factor $M = 1,11$, see A.2.1 of Annex A.

From Clause A.2:

$$F = 9,2341.$$

The procedure for re-estimating the operating temperature and conductor resistance for the upper limit of the current range for the 240 mm² conductor is as follows.

Calculate the auxiliary quantity, γ , from:

$$\gamma(240) = \left(\frac{168}{424}\right)^2 \times \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0,030\ 598 \quad \text{Use of (31)}$$

where the value of 168 A was derived by the initial calculation in A.2.2 using the simple estimate for θ_m .

The increase in power loss due to growth in load is

$$\begin{aligned} g &= [1 + (a/100)]^{2(N-1)} \\ &= 1,335\ 5 \end{aligned}$$

hence $g\gamma(240) = 1,335\ 5 \times 0,030\ 58 = 0,040\ 84$.

Then the improved estimate for the resistance of the 240 mm² conductor is obtained from:

$$\begin{aligned} R_m(240) &= \left(\frac{0,129\ 6}{2}\right) \times \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \times \left(\frac{1}{1-0,030\ 58} + \frac{1}{1-0,040\ 84}\right) \\ &= 0,134\ 4\ \Omega/\text{km} \quad \text{Use of (32)} \end{aligned}$$

For simplicity λ_1 and λ_2 have been taken as zero.

Similarly, for the 300 mm² conductor,

$$\gamma(300) = \left(\frac{168}{476}\right)^2 \times \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0,024\ 27 \quad \text{Use of (31)}$$

$$\text{and } g\gamma(300) = 1,335\ 5 \times 0,024\ 27 = 0,032\ 41$$

then,

$$\begin{aligned} R_m(300) &= \left(\frac{0,105\ 3}{2}\right) \times \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \times \left(\frac{1}{1-0,024\ 27} + \frac{1}{1-0,032\ 41}\right) \\ &= 0,108\ 4\ \Omega/\text{km} \quad \text{Use of (32)} \end{aligned}$$

For simplicity λ_1 and λ_2 have been taken as zero.

The revised upper current limit is then:

$$\begin{aligned} I(2) &= \sqrt{\frac{500 \times (58,99 - 52,20) \times 1000}{9,234\ 1 \times 500 \times (0,134\ 4 - 0,108\ 4)}} \quad \text{Use of (12)} \\ &= 168\ \text{A} \end{aligned}$$

The difference from the initial value of 168 A is within errors due to rounding and because temperatures of both conductors have been corrected by about the same amount. The

selection of a 240 mm² conductor for a maximum load of 160 A for the first section of the cable route is not affected.

A similar calculation can be made for the lower limit.

The total cost, *CT*, obtained by the initial calculation was 42 648 cu (see A.2.2.2); a cost based on the refined value of resistance for the 240 mm² conductor can now be obtained.

At the value of maximum load current, $I_{\max} = 160$ A, the auxiliary quantity is:

$$\gamma(240) = \left(\frac{160}{424}\right)^2 \times \left(\frac{80 - 20}{228 + 80}\right) = 0,027\ 74 \quad \text{Use of (31)}$$

$$g\gamma(240) = 1,335\ 5 \times 0,027\ 74 = 0,037\ 05$$

so that,

$$R_m(240) = \left(\frac{0,1296}{2}\right) \times \left(\frac{228 + 20}{228 + 20}\right) \times \left(\frac{1}{1 - 0,027\ 74} + \frac{1}{1 - 0,037\ 05}\right)$$

$$= 0,133\ 9\ \Omega/\text{km} \quad \text{Use of (32)}$$

$$CT = 52,2 \times 500 + 160^2 \times \frac{0,133\ 9}{1\ 000} \times 9,234\ 1 \times 500$$

$$= 26\ 100 + 15\ 827$$

$$= 41\ 927\ \text{cu} \quad \text{Use of (11)}$$

When compared with the cost of 42 648 cu obtained for this example by the simpler procedure, the reduction can be seen to be less than 2 %.

B.4 Application to the determination of an economic size of conductor (see 5.2)

Numerical values for this explanation are taken from the example in A.2.3.

The example in A.2.3, after correction for the a.c. resistance factor *B*, showed the most economical cross-section as 269 mm², which is marginally closer to the standard size of 240 mm² than to the 300 mm² size.

A re-assessment of this size, making a correction to the conductor resistance, can now be made. The relevant data for a 240 mm² conductor is already given in Clause B.2. The load to be carried is 160 A.

$$\gamma(240) = \left(\frac{160}{424}\right)^2 \times \left(\frac{80 - 20}{228 + 80}\right) = 0,027\ 74 \quad \text{Use of (31)}$$

$$g\gamma(240) = 1,335\ 5 \times 0,027\ 74 = 0,037\ 05$$

The new value of resistivity, corrected for temperature, is given by:

$$\begin{aligned} \rho_m &= \left(\frac{30,3 \times 10^{-9}}{2} \right) \times \left(\frac{228 + 20}{228 + 20} \right) \times \left(\frac{1}{1 - 0,027\ 74} + \frac{1}{1 - 0,037\ 05} \right) \\ &= 30,3 \times 10^{-9} \times 1,033\ 5 && \text{Use of (33)} \\ &= 31,32 \times 10^{-9} \ \Omega \cdot \text{m} \end{aligned}$$

and the most economic size is:

$$\begin{aligned} S_{ec} &= 1\ 000 \times \left[\frac{160^2 \times 9,234\ 1 \times 31,32 \times 10^{-9} \times 1,057}{0,113\ 3} \right]^{0,5} \\ &= 263 \ \text{mm}^2 && \text{Use of (18)} \end{aligned}$$

This trivial change brings S_{ec} a little closer to the standard value of 240 mm².

The total cost for a 240 mm² conductor cable will be the same as that already calculated in Clause B.2.

The mean temperature of the 240 mm² conductor during the anticipated operational life is:

$$\begin{aligned} \theta_m &= \left(\frac{228 + 20}{2} \right) \times \left(\frac{1}{1 - 0,027\ 74} + \frac{1}{1 - 0,037\ 05} \right) - 228 \\ &= 28,3 \ ^\circ\text{C} && \text{Use of (30)} \end{aligned}$$

Bibliography

IEC/TR 62125: 2007, *Environmental statement specific to IEC TC 20 – Electric cables*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	41
INTRODUCTION.....	43
1 Domaine d'application	46
2 Références normatives.....	46
3 Symboles	46
4 Calcul des coûts totaux	48
5 Détermination des sections économiques de l'âme.....	51
5.1 Première méthode: fourchette d'intensité de courant économique pour chaque âme d'une série de sections d'âmes.....	51
5.2 Deuxième méthode: section économique de l'âme pour une charge donnée.....	52
5.2.1 Equation générale	52
5.2.2 Fonction linéaire du coût pour les coûts de câbles.....	53
5.2.3 Effet du courant de charge et des pertes diélectriques.....	53
Annexe A (informative) Exemples de calculs de sections économiques de l'âme.....	56
Annexe B (informative) Estimation de la température moyenne et de la résistance des âmes.....	72
Bibliographie.....	77
Figure A.1 – Disposition de la liaison	65
Figure A.2 – Fourchettes de courant économique	66
Figure A.3 – Variation du coût en fonction de la section d'âme	67
Tableau A.1 – Fourchettes d'intensités de courant économiques pour les sections d'âmes de 25 mm ² à 400 mm ²	58
Tableau A.2 – Résumé des coûts.....	62
Tableau A.3 – Renseignements sur les câbles	63
Tableau A.4 – Intensité de courant économique.....	63
Tableau A.5 – Critère de capacité de transport	64
Tableau A.6 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons – Section normalisée: 150 mm ²	64
Tableau A.7 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons – Section normalisée: 185 mm ²	65
Tableau A.8 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons – Section normalisée: 240 mm ²	65
Tableau A.9 – Caractéristiques du câble.....	68
Tableau A.10 – Intensités admissibles en régime permanent	69
Tableau A.11 – Coûts totaux.....	70
Tableau A.12 – Coût total en fonction de la durée de service attendue	70
Tableau A.13 – Pertes en fonction de la durée de service attendue	71
Table B.1 – Données nécessaires pour les trois sections d'âmes pour l'exemple ci- dessous	73

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

CÂBLES ÉLECTRIQUES – CALCUL DU COURANT ADMISSIBLE –

Partie 3-2: Sections concernant les conditions de fonctionnement – Optimisation économique des sections d'âme de câbles électriques de puissance

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60287-3-2 a été établie par le comité technique 20 de la CEI: Câbles électriques.

Cette seconde édition annule et remplace la première édition, publiée en 1995 et son Amendement 1:1996. Cette édition constitue une révision technique. Cette édition inclut l'Amendement 2 qui n'a pas été publié séparément du fait du nombre de changements et de pages.

Par rapport à l'édition précédente, les changements majeurs sont les suivants:

- mise à jour des références normatives;

- clarification des symboles;
- corrections de certaines formules;
- introduction d'un second exemple dans l'Annexe A pour le calcul de la taille économique du conducteur.

Le texte de cette norme est basé sur la première édition, son Amendement 1 et sur les documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
20/1367/FDIS	20/1373/RVD

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

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60287, présentées sous le titre général *Câbles électriques – Calcul du courant admissible*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

INTRODUCTION

0.1 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 au plan financier et environnemental, tout comme les pertes d'énergie résultant de températures de fonctionnement sur âme élevées, impose d'effectuer le choix des sections de câble en fonction de critères plus larges. Plutôt que de minimiser le seul coût initial, il convient de minimiser la somme du coût initial et du coût des pertes sur la durée de service attendue. Concernant cette dernière condition, le choix d'une section de l'âme plus forte que celle déterminée pour obtenir un coût initial minimal conduit à des pertes plus faibles pour le même courant. Cela conduit à une réduction des pertes d'énergie, sur la durée de service attendue, et du coût total du système. Lorsque des considérations thermiques imposent l'utilisation de la section d'âme maximale possible, l'installation d'un deuxième circuit d'âme, en parallèle, peut se traduire par une réduction du coût total sur la durée de vie de l'installation.

Les formules et les exemples donnés dans cette norme sont conçues pour faciliter le calcul de la section d'âme économique lorsque les facteurs tels que la tension du système, le tracé de l'installation, le type de pose et le mode de mise à la terre des écrans ont été déterminés. Bien que ces facteurs ne soient pas considérés en détail, ils ont un impact à la fois sur les coûts d'installation et sur les coûts d'exploitation d'un système de câble. L'influence du changement de l'un quelconque de ces facteurs sur le coût total déterminé sur la durée de service attendue peut être déterminée à l'aide des principes exposés dans cette norme.

On peut calculer les coûts futurs des pertes d'énergie pendant la durée de service attendue 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 A.2.5). 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.

Les formules données dans cette norme sont relatives à des systèmes à courant alternatif mais elles sont également applicables aux systèmes à courant continu. Evidemment, pour les

systèmes à courant continu, la résistance en courant continu est utilisée à la place de la résistance en alternatif et les facteurs de pertes dans les gaines et les armures sont nuls.

0.2 Aspects économiques

Pour ajouter les coûts d'achat et d'installation au coût des pertes d'énergie intervenant pendant la durée de service attendue 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 service attendue 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 service attendue 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.

0.3 Autres critères

Il convient, également, de considérer d'autres critères, tels que 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 60287-1-1, dans la CEI 60287-2-1 et dans la série CEI 60853, 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;

- 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.

0.4 Impact environnemental

Il convient que l'impact environnemental soit aussi pris en compte dans la détermination de la section optimale pour un circuit donné. Basée sur la durée de vie attendue, l'impact environnemental des pertes en exploitation peut être prédominant par rapport aux autres impacts sur le cycle de vie et cela peut justifier le choix d'une section d'âme supérieure à celle déterminée à partir des seuls facteurs économiques. Des règles complémentaires peuvent être trouvées dans la CEI/TR 62125.

CÂBLES ÉLECTRIQUES – CALCUL DU COURANT ADMISSIBLE –

Partie 3-2: Sections concernant les conditions de fonctionnement – Optimisation économique des sections d'âme de câbles électriques de puissance

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60287 traite du choix économique de la section d'un câble prenant en compte les coûts des investissements initiaux et les coûts futurs des pertes d'énergie pendant la durée de service attendue du câble.

Les questions telles que la maintenance, les pertes d'énergie dans les systèmes à refroidissement forcé et les coûts horaires de l'énergie ne sont pas traitées dans cette norme.

Deux exemples d'application de la méthode à des systèmes d'alimentation théoriques sont donnés à l'Annexe A.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60228, *Ames des câbles isolés*

CEI 60287-1-1, *Câbles électriques – Calcul du courant admissible – Partie 1-1: Equations de l'intensité du courant admissible (facteur de charge 100 %) et calcul des pertes – Généralités*

CEI 60287-2-1, *Câbles électriques – Calcul du courant admissible – Partie 2-1: Résistance thermique – Calcul de la résistance thermique*

CEI 60853 (toutes les parties), *Calcul des capacités de transport des câbles pour les régimes de charge cycliques et de surcharge de secours*

3 Symboles

Les symboles utilisés dans la présente norme et les grandeurs qu'ils représentent sont donnés dans la liste suivante:

<i>a</i>	accroissement annuel de I_{\max}	%
A_L	composante constante linéique du coût liée aux conditions de pose, etc.	cu/m
A_S	composante variable linéique du coût liée à la section de l'âme	cu/(m·mm ²)
<i>b</i>	augmentation annuelle de <i>P</i> non provoquée par l'inflation	%
<i>B</i>	grandeur auxiliaire définie par la Formule (16)	–

c	accroissement annuel du facteur de charge	%
C	capacité par phase	F/m
Cl	coût après installation de la longueur de câble considérée	cu
$Cl(S)$	coût après installation d'un câble en fonction de sa section	cu
Cl_1	coût après installation d'un câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure	cu
Cl_2	coût après installation d'un câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure	cu
CJ	valeur actualisée du coût des pertes par effet Joule pendant N années	cu
CT	coût total d'une liaison	cu
D	frais annuels pour couvrir les pertes	cu/(W·année)
d_c	diamètre de l'âme, y compris l'écran s'il existe	mm
D_i	diamètre sur isolant	mm
f	fréquence du système	Hz
F	variable auxiliaire définie par la Formule (10)	cu/W
F_2	variable auxiliaire définie par la Formule (27)	–
g	facteur utilisé dans le calcul des pertes dues au courant de charge	–
i	taux d'actualisation utilisé pour le calcul des valeurs actuelles	%
$I(t)$	intensité du courant en fonction du temps	A
I_c	courant de charge par unité de longueur	A/m
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
L	longueur de câble	m
N	période couverte par les calculs financiers, également dénommée «durée de service attendue»	année
N_c	nombre de circuits transportant une charge de même type et de même valeur	–
N_p	nombre de conducteurs de phase par circuit	–
N_s	nombre de sections de mise à terre dans un système de câbles unipolaires	–
P	coût d'un watt-heure au niveau de tension approprié	cu/(W·h)
Q	variable auxiliaire définie par la Formule (8)	–
Q_v	variable auxiliaire définie par la Formule (28)	–
r	variable auxiliaire définie par la Formule (9)	–
r_v	variable auxiliaire définie par la Formule (29)	–
R	résistance linéique de l'âme en courant alternatif (considérée constante déterminée pour une température de fonctionnement moyenne, voir Article 4)	Ω/m
R_L	résistance linéique du câble en courant alternatif, intégrant les facteurs λ_1 and λ_2 , $R_L = R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)$	Ω/m
$R_L(S)$	résistance linéique en courant alternatif d'une âme en	Ω/m

	fonction de sa section, intégrant les facteurs λ_1 et λ_2	
R_{L1}	résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section normalisée immédiatement inférieure, intégrant les facteurs λ_1 et λ_2	Ω/m
R_{L2}	résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section normalisée immédiatement supérieure, intégrant les facteurs λ_1 et λ_2	Ω/m
R_s	résistance linéique de l'écran ou de la gaine en courant alternatif (considérée constante déterminée pour une température de fonctionnement moyenne)	Ω/m
S	section de l'âme d'un câble	mm^2
S_{ec}	section économique de l'âme	mm^2
t	temps	h
T	temps de fonctionnement à pertes maximales par effet joule	h/année
T_t	durée équivalente de fonctionnement à la charge maximale, en incluant les pertes diélectriques	h/année
U_0	tension entre âme et écran ou gaine	V
W_{chc}	pertes dans les âmes dues au courant de charge	W
W_{chs}	pertes dues au courant de charge s'écoulant dans l'écran/l'armure	W
W_d	pertes diélectriques par unité de longueur et par phase	W/m
y_p	acteur d'effet de proximité, voir CEI 60287-1-1	–
y_s	facteur d'effet de peau, voir CEI 60287-1-1	–
α_{20}	coefficient de variation de la résistance électrique de l'âme en fonction de la température, pris à 20 °C	1/K
β	inverse du coefficient de température de la résistivité du matériau de l'âme à 0 °C. For aluminium $\beta = 228$, pour le cuivre $\beta = 234,5$	K
$\tan \delta$	facteur de pertes de l'enveloppe isolante	–
ε	permittivité relative de l'enveloppe isolante	–
λ_1, λ_2	facteurs de pertes dans les gaines métalliques et dans l'armure, voir CEI 60287-1-1	–
μ	facteur de charge des pertes, voir la série CEI 60853	–
ρ_{20}	résistivité de l'âme à 20 °C, voir 5.2	$\Omega \cdot m$
θ	température assignée maximale de service à l'âme du câble	°C
θ_α	température ambiante moyenne	°C
θ_μ	température moyenne de service de l'âme du câble	°C

L'unité cu est une unité monétaire arbitraire.

4 Calcul des coûts totaux

Le coût total d'installation et d'exploitation d'un câble pendant sa durée de service attendue, 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 est le coût de la longueur de câble installé, en cu;

CJ est le 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 service attendue de N années, en 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

$$\text{Pertes d'énergie pendant la première année} = (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) T \text{ (W} \times \text{h)} \quad (2)$$

où

I_{\max} est l'intensité à fa charge maximale au cours de la première année, en A;

L est la longueur de câble, en m;

R_L résistance linéique en courant alternatif, intégrant les facteurs λ_1 et λ_2 ,
 $R_L = R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)$.

Le choix du mode de mise à la terre des écrans, gaines et armures des câbles unipolaires a un impact significatif sur les pertes dues aux courants de circulation dans ces composants. Lorsque la conception du système le permet, il convient que le mode de mise à la terre soit choisi en mettant en regard le coût de ces pertes sur la vie de l'installation et le coût initial d'installation des équipements et conducteurs de terre supplémentaires nécessaires pour certains modes de mise à la terre.

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 de la CEI 60287-1-1, de la CEI 60287-2-1 et/ou de la série CEI 60853), sa température sera inférieure à la valeur maximale admissible. En l'absence d'informations plus précises, il est commode de supposer R_L 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 1 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 est le nombre de conducteurs de phase par circuit;

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

T est la durée équivalente de fonctionnement à la charge maximale, en h/an;

c'est le nombre annuel d'heures de fonctionnement au courant maximal I_{\max} qui conduit aux mêmes pertes totales d'énergie sur l'année, que le courant de charge réel, variable;

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

Si le facteur de charges des pertes μ est connu et peut être considéré comme constant durant la durée de service, alors:

T est égal à $\mu \times 8\ 760$

Voir la série CEI 60853 pour la détermination du facteur de charge des pertes, en μ .

NOTE 2 Le facteur de charges des pertes utilisé dans la série CEI 60853 se réfère à une moyenne journalière. L'utilisation de ce facteur en tant que moyenne annuelle est une simplification qui suppose que le circuit est en fonctionnement permanent et que la forme de la charge pour ce circuit demeure constante tout au long de l'année.

t est le temps, en h;

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

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

$$= (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) \times T \times P \text{ (cu)} \quad (3)$$

où

P est le coût d'un wattheure au niveau de tension approprié, en 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:

$$= (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) \times D \text{ (cu/année)} \quad (4)$$

où

D est égal aux frais annuels pour couvrir ces pertes, en cu/(W·année).

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

$$= (I_{\max}^2 \times R_L \times L \times N_p \times N_c) \times (T \times P + D) \text{ (cu)} \quad (5)$$

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

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

où

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

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:

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

où

Q est un coefficient, prenant en compte l'accroissement de la charge et du facteur de charge des pertes, ainsi que l'accroissement du coût de l'énergie pendant les N années et le taux d'actualisation:

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

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

Si $r = 1$, alors $Q = N$ et

a est l'accroissement annuel de la charge, en %;

b est l'augmentation annuelle du prix de l'énergie, n'incluant pas l'effet de l'inflation, en %;

c est l'augmentation annuelle du facteur de charge des pertes en %; c doit être choisi de manière à ce que le facteur de charge des pertes ne dépasse pas 1 sur la durée de service de l'installation.

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

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

Le coût total est alors donné par:

$$CT = Cl + I_{\max}^2 \times R_L \times L \times F \text{ (cu)} \quad (11)$$

Les Formules (7), (8) et (9) peuvent être utilisées pour calculer les pertes en exploitation sur la durée de service attendue, au lieu du coût des pertes en faisant $D = 0$, $P = 1$, $b = 0$ et $i = 0$. Cela permet une comparaison directe des pertes pour une gamme de sections de câble.

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:

$$\text{Limite inférieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{Cl - Cl_1}{F \times L \times (R_{L1} - R_L)}} \quad (A) \quad (12)$$

$$\text{Limite supérieure de } I_{\max} = \sqrt{\frac{Cl_2 - Cl}{F \times L \times (R_L - R_{L2})}} \quad (A) \quad (13)$$

où

Cl est le coût après installation de la longueur du câble de section considérée, cu;

- R_L est la résistance linéique en courant alternatif de l'âme de la section considérée, en Ω/m ;
- Cl_1 est le coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement inférieure, en cu;
- R_{L1} est la résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section normalisée immédiatement inférieure, intégrant les facteurs $\lambda_1 + \lambda_2$;
- Cl_2 est le coût après installation du câble de section d'âme normalisée immédiatement supérieure, en cu;
- R_{L2} est la résistance linéique en courant alternatif de l'âme de section normalisée immédiatement supérieure, intégrant les facteurs $\lambda_1 + \lambda_2$.

NOTE 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.

NOTE 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.

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:

$$CT(S) = Cl(S) + \rho_{max}^2 \times R_L \times (S) \times L \times F(\text{cu}) \quad (14)$$

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

La formule donnant la relation entre $C/(S)$ 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 minimes dans les résultats, eu égard aux incertitudes éventuelles sur les paramètres financiers adoptés pour la période de vie économique choisie.

Selon la CEI 60287-1-1, la résistance apparente de l'âme peut s'exprimer en fonction de la section par:

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

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

où

ρ_{20} est la résistivité en courant continu de l'âme, en $\Omega \times m$.

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 $18,35 \times 10^{-9}$ 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 sont les facteurs d'effet de peau et de proximité, voir CEI 60287-1-1;

λ_1, λ_2 sont les facteurs de pertes dans les gaines métalliques et dans l'armure, voir CEI 60287-1-1;

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

- θ_m est la température de l'âme, voir l'explication donnée dans la définition de R_L pour la Formule (2), en °C;
- B est la grandeur auxiliaire définie par la Formule (16), qui peut être calculée en utilisant la CEI 60287-1-1, en supposant une valeur probable pour la section économique de l'âme;
- S est la section de l'âme du câble, en mm².

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:

$$C(S) = L \times (A_s \times S + A_L) \quad (\text{cu}) \quad (17)$$

où

- A_s est la composante variable du coût liée à la section d'âme, en cu/m × mm²;
- A_L est la composante constante du coût indépendante de la section de l'âme du câble, en cu/m;
- L est la longueur de câble, en m.

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

$$S_{ec} = 1\,000 \left[\frac{I_{max}^2 \times F \times \rho_{20} \times B [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5} \quad \text{mm}^2 \quad (18)$$

NOTE 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.

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

S_{ec} n'étant probablement pas une section d'âme normalisée (voir CEI 60228), 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.

5.2.3 Effet du courant de charge et des pertes diélectriques

Les pertes diélectriques et les pertes dues au courant de charge existent toujours en alternatif lorsque le système est mis sous tension et, par conséquent, sont affectés d'un facteur de charge de 100 %. Ces deux types de pertes ne sont significatifs qu'en haute tension et ils dépendent de la capacité du câble. L'évaluation des systèmes de transport par câbles suppose souvent la mise en œuvre de réactances shunts aux extrémités pour fournir les VARs réactifs appelés par le câble. Les pertes des réactances sont égales à environ 0,8 % de la puissance nominale. Il convient de prendre en compte ces pertes dans l'évaluation des pertes du système et le coût des réactances ajouté au coût d'achat des câbles.

Pour un niveau de tension et une épaisseur d'enveloppe isolante donnés, une augmentation du diamètre de l'âme entraîne une augmentation de la capacité et, consécutivement, une augmentation des pertes fonction de la tension. Pour cette raison, lorsque l'analyse intègre les pertes diélectriques, ces pertes tendent à diminuer le diamètre d'âme contrairement aux pertes fonction du courant.

Les pertes diélectriques et les pertes dues au courant de charge sont parfois désignées comme pertes fonction de la tension alors que les pertes joule sont désignées comme pertes

fonction du courant. Le coût des pertes fonction de la tension est intégré au calcul en apportant la modification suivante à la Formule (11).

La capacité du câble C est donnée par

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \ln\left(\frac{D_1}{d_c}\right)} \times 10^{-9} \quad (19)$$

où

- ε est la permittivité relative de l'enveloppe isolante;
- d_c est le diamètre de l'âme, y compris l'écran s'il existe, en mm;
- D_1 est le diamètre sur isolant, en mm.

Le courant de charge est calculé à partir de

$$I_c = 2\pi f C U_0 \quad (20)$$

où

- f est la fréquence du système, en Hz;
- U_0 est la tension entre âme et écran ou gaine, en V.

Le courant de charge n'est pas constant le long du câble. Si, dans un câble, tout le courant de charge s'écoule à une extrémité, les pertes dues au courant de charge sont données par:

$$W_{chc} = \frac{1}{3} I_c^2 \times L^3 \times R_L \quad (21)$$

Si le courant de charge s'écoule en parts égales à chaque extrémité soit naturellement soit du fait de la mise en œuvre de réactances pour obtenir cette égalité, les pertes par phase sont données par:

$$W_{chc} = 2 \left[\frac{1}{3} I_c^2 \left(\frac{L}{2}\right)^3 \times R_L \right] \quad (22)$$

Ainsi, de manière générale, les pertes par conducteur dues au courant de charge peuvent être exprimées par:

$$W_{chc} = g \times I_c^2 \times L^3 \times R_L \quad (23)$$

où $g = 1/3$ ou $1/12$, selon que la Formule (21) ou (22) s'applique.

Pour les liaisons en câbles unipolaires comportant une seule section de mise à la terre, le terme R_L dans les Formules (21) à (23) est remplacé par $(R_L + R_s)$.

Lorsque les liaisons en câbles unipolaires comportent plusieurs sections de mise à la terre, les pertes dues au courant de charge dans l'écran/l'armure peuvent être exprimées par:

$$W_{chs} = N_s \times g \times I_c^2 \times \left(\frac{L}{N_s}\right)^3 \times R_s \quad (24)$$

où N_s est le nombre de sections de mise à la terre.

Les pertes diélectriques linéiques sont proportionnelles au carré de la tension:

$$W_d = 2\pi f \times C \times U_0^2 \times \tan \delta \quad (25)$$

où

$\tan \delta$ est le facteur de pertes de l'enveloppe isolante.

Le coût total, incluant l'effet du courant de charge et les pertes diélectriques, peut être déterminé en généralisant la Formule (11) qui devient:

$$CT = CI + I^2 \times R_L \times L \times F + (g \times I_c^2 \times R_L \times L^3 + W_d \times L) \times F_2 \quad (26)$$

où

$$F_2 = N_p \times N_c \times [T_t \times P + D] \times \frac{Q_v}{1 + i/100} \quad (27)$$

où

$$Q_v = \sum_{n=1}^N (r_v^{n-1}) = \frac{1 - r_v^N}{1 - r_v} \quad (28)$$

$$r_v = \frac{(1 + b/100)}{(1 + i/100)} \quad (29)$$

Si $r_v = 1$, alors $Q = N$

Annexe A (informative)

Exemples de calculs de sections économiques de l'âme

A.1 Généralités

La présente annexe présente deux exemples de calcul. Le premier exemple porte sur un circuit de câble 10 kV et le second concerne un circuit simple 132 kV.

Dans le premier exemple, les calculs sont effectués pour un système de distribution alimentant dix charges égales régulièrement réparties sur le tracé:

- 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.2.5 pour indiquer l'économie qui peut être obtenue en choisissant une section de l'âme qui diminue les coûts globaux, au lieu de minimiser le coût initial.

Le deuxième exemple utilise la méthode de la section de l'âme économique (voir 5.2) pour déterminer la section du câble d'un circuit simple 132 kV.

Dans les deux exemples, les valeurs ont été arrondies à différentes étapes du calcul. En l'absence d'arrondi, des valeurs légèrement différentes peuvent être obtenues.

A.2 Exemple 1

A.2.1 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 les suivantes:

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 la série CEI 60853). On suppose que ce facteur reste constant pendant la durée de service attendue du câble.

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

- Minimisation de la somme du coût initial et de la valeur actualisée des pertes par effet joule au cours de la durée de service attendue du câble.
- Capacité de transport de courant nécessaire pour alimenter la charge pendant la dernière année de la durée de service attendue 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.
- D'autres facteurs, tels que la tenue aux courts-circuits et les chutes de tension, n'ont pas été considérés dans cet exemple, cependant ils peuvent être introduits comme indiqué en 0.3 de l'Introduction de cette norme.

Données d'ordre financier

Durée de service attendue	N	30	(année)
Durée de fonctionnement à pertes maximales (la valeur de 2 250 intègre 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·année))
Les coûts des câbles et les coûts d'installation par unité de longueur sont donnés au Tableau A.3			(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_s	0,113 3	(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.3 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.2.2.3.

Calcul des grandeurs auxiliaires

$$r = \frac{[1 + (0,5/100)]^2 \times [1 + (2/100)]}{1 + (5/100)} = 0,981 \text{ ex}17 \quad \text{Utilisation de (9)}$$

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

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

A.2.2 Calcul utilisant la méthode de la fourchette d'intensités de courant économique (voir 5.1)

A.2.2.1 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 Formules (12) et (13). Voir également Tableau A.3.

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

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

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 A.1.

Tableau A.1 – 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 considérations d'ordre thermique.

A.2.2.2 Sélection d'une section économique d'âme pour chaque tronçon

A partir des fourchettes d'intensités de courant économiques présentées au Tableau A.1, 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 sont données au Tableau A.4, de même que les coûts déterminés à partir de la Formule (11).

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

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

La section économique d'âme choisie dans le Tableau A.1 est 240 mm², qui a une fourchette d'intensité de courant économique de 128 A à 168 A.

$$\begin{aligned} CT &= [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\ 000) \times 500 \times 9,234\ 1] \\ &= 26\ 100 + 16\ 548 \\ &= 42\ 648\ \text{cu} \end{aligned}$$

Les coûts pour chaque tronçon de la liaison sont résumés dans le Tableau A.4.

On peut voir d'après le Tableau A.4 que le coût total pour l'installation du câble sur 30 années, sur une base économique, est de 290 535 cu.

A.2.2.3 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 durée de service attendue et ne pas dépasser la température maximale admissible à l'âme.

Pour le tronçon 1:

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

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.2.1 b) ci-avant.

D'après le tableau suivant de courants admissibles (calculés selon les méthodes de la CEI 60287-1-1 et CEI 60287-2-1, 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.3.

Le coût total du tronçon 1 pendant la période de 30 années est obtenue à partir de la Formule (11).

$$\begin{aligned}
 CT &= [32,95 \times 500] + [160^2 \times (0,553/1\ 000) \times 500 \times 9,234\ 1] \\
 &= 16\ 475 + 65\ 363 \\
 &= 81\ 838\ \text{cu}
 \end{aligned}$$

La comparaison avec le coût de ce tronçon obtenue en A.2.2.2 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.5. L'économie totale pour les dix tronçons est de $(547\ 864 - 290\ 535) \times 100 / 547\ 864 = 47\ \%$.

A.2.3 Calculs utilisant la méthode de section économique de l'âme (voir 5.2)

Le tronçon 1 est utilisé comme exemple.

$$I_{\max} = 160\ \text{A}$$

$$\rho_{20} = 30,3 \times 10^{-9}\ \Omega \cdot \text{m}\ \text{(voir 5.2.1)}$$

$$\alpha_{20} = 0,004\ 03\ \text{K}^{-1}$$

$$B = 1,023\ \text{(en considérant initialement que la section d'âme de 185 mm}^2\ \text{peut constituer un optimum économique)}$$

$$A_s = 0,113\ 3\ \text{cu}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)\ \text{(coefficient de la partie variable des coûts d'installation 5.2.2)}$$

$$F = 9,234\ 1\ \text{cu}/\text{W}$$

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

$$S_{ec} = 1\ 000 \times \left[\frac{160^2 \times 9,2341 \times 30,3 \times 10^{-9} \times 1,023 [1 + 0,00403(40 - 20)]}{0,1133} \right]^{0,5} = 264\ \text{mm}^2$$

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 la Formule (11).

$$\begin{aligned}
 CT_{240} &= [52,2 \times 500] + [160^2 \times (0,140/1\ 000) \times 500 \times 9,234\ 1] \\
 &= 26\ 100 + 16\ 548 \\
 &= 42\ 648\ \text{cu}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 CT_{300} &= [58,99 \times 500] + [160^2 \times (0,114/1\ 000) \times 500 \times 9,234\ 1] \\
 &= 29\ 495 + 13\ 474 \\
 &= 42\ 969\ \text{cu}
 \end{aligned}$$

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.2.2.1 et A.2.2.2 et le résumé donnant les sections d'âme et les coûts est identique à celui du Tableau A.4.

A.2.4 Calculs établis sur la base de l'utilisation d'une section d'âme normalisée pour tous les tronçons du trajet

A.2.4.1 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 la Formule (11) en utilisant cette section d'âme pour tous les tronçons. Les coûts supposant l'utilisation de sections d'âme immédiatement inférieures et immédiatement supérieures sont ensuite calculés 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 aux Tableaux A.6, A.7 et A.8.

Les coûts totaux sont:

150 mm ²	312 841 cu;
185 mm ²	312 165 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.2.2.1, et sur la Figure A.3, s'applique également ici.

A.2.4.2 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 la Formule (18), en utilisant la valeur de B pour une âme de 185 mm²

$$S_{ec} = 1000 \times \left[\frac{160^2 \times 1,023 \times 30,3 \times 10^{-9} [1 + 0,00403(40 - 20)] \times 9,2341 \times 0,385}{0,1133} \right]^{0,5}$$

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

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 aux Tableaux A.6, A.7 et A.8, 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.

A.2.5 Résumé des résultats

Un résumé des résultats des calculs pour le câble et des conditions décrits en A.2.1 est donné dans le Tableau A.2.

Tableau A.2 – 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.3 – Renseignements sur les câbles

Section d'âme mm ²	Résistance par phase à		Coût initial		
	40 °C Ω/km	80 °C Ω/km	Câble cu/m	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

Tableau A.4 – Intensité de courant économique

Numéros de tronçons	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Charge</i>											
<i>I</i> _{max} (A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Câble</i>											
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	
<i>Coût par tronçon et coût total</i>											<i>Somme</i>
<i>Câble</i> (cu)	16 345	16 345	13 520	13 520	11 725	10 185	8 905	7 620	6 595	5 310	110 070
<i>Pose</i> (cu)	9 755	9 755	9 460	9 460	9 275	9 120	8 985	8 855	8 745	8 615	92 025
<i>CI</i> (cu)	26 100	26 100	22 980	22 980	21 000	19 305	17 890	16 475	15 340	13 925	202 095
<i>CJ</i> (cu)	16 548	13 403	13 692	10 483	9 616	8 185	6 581	5 117	3 281	1 534	88 440
<i>CT</i> (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.5 – Critère de capacité de transport

Numéro de tronçons		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Charge</i>												
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	
$I_{max}/1,11$	(A)	167	150	133	117	100	83	67	50	33	17	
<i>Câble</i>												
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	
<i>Coût par tronçon et coût total</i>												<i>Somme</i>
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
<i>CI</i>	(cu)	16 475	16 475	15 340	14 490	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	13 925	146 330
<i>CJ</i>	(cu)	65 363	52 944	60 365	62 492	63 443	44 058	28 197	15 861	7 049	1 762	401 534
<i>CT</i>	(cu)	81 838	69 419	75 705	76 982	77 368	57 983	42 122	29 786	20 974	15 687	547 864

Tableau A.6 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons – Section normalisée: 150 mm²

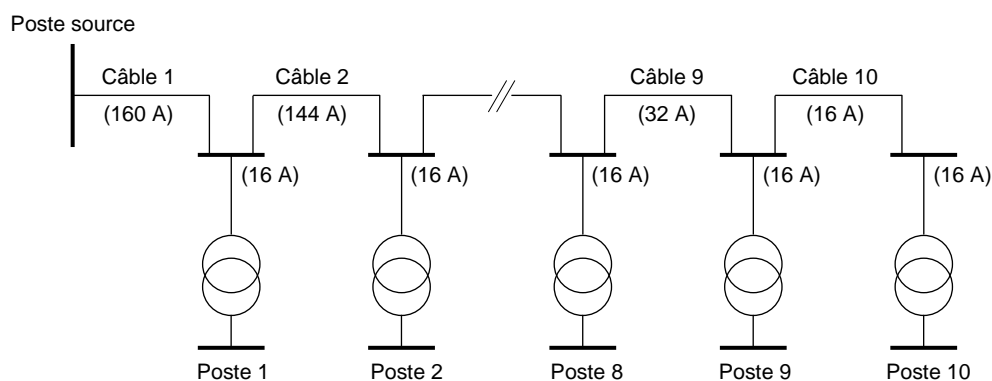
Numéro de tronçons		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Charge</i>												
I_{max}	(A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Câble</i>												
Section	(mm ²)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Intensité	(A)	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	
<i>Coût par tronçon et coût total</i>												<i>Somme</i>
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
<i>CI</i>	(cu)	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000	210 000
<i>CJ</i>	(cu)	26 712	21 637	17 096	13 089	9 616	6 678	4 274	2 404	1 068	267	102841
<i>CT</i>	(cu)	47 712	42 637	38 096	34 089	30 616	27 678	25 274	23 404	22 068	21 267	312 841

Tableau A.7 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons – Section normalisée: 185 mm²

Numéro de tronçons		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Charge</i>												
I_{\max}	(A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Câble</i>												
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	
<i>Coût par tronçon et coût total</i>												<i>Somme</i>
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
CJ	(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

Tableau A.8 – Intensité de courant économique, section d'âme normalisée pour tous les tronçons – Section normalisée: 240 mm²

Numéro de tronçons		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>Charge</i>												
I_{\max}	(A)	160	144	128	112	96	80	64	48	32	16	
<i>Câble</i>												
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	
<i>Coût par tronçon et coût total</i>												<i>Somme</i>
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
CJ	(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



IEC 1125/12

Figure A.1 – Disposition de la liaison

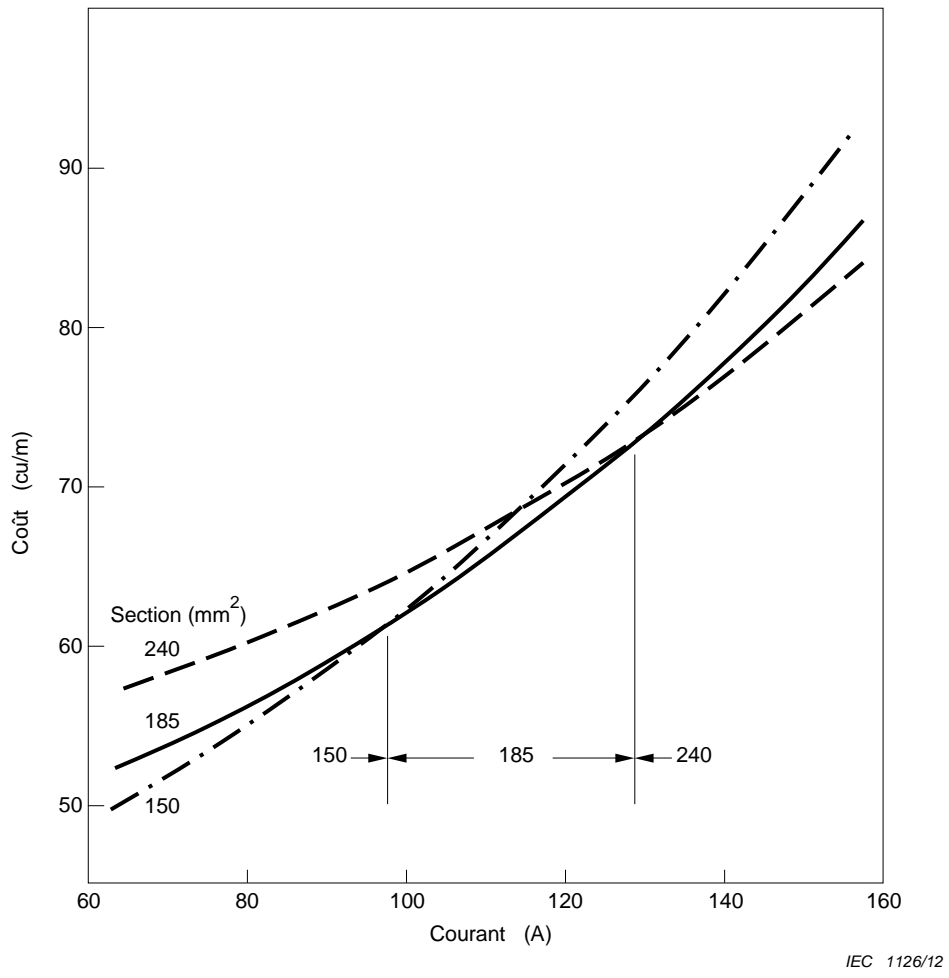


Figure A.2 – Fourchettes de courant économique

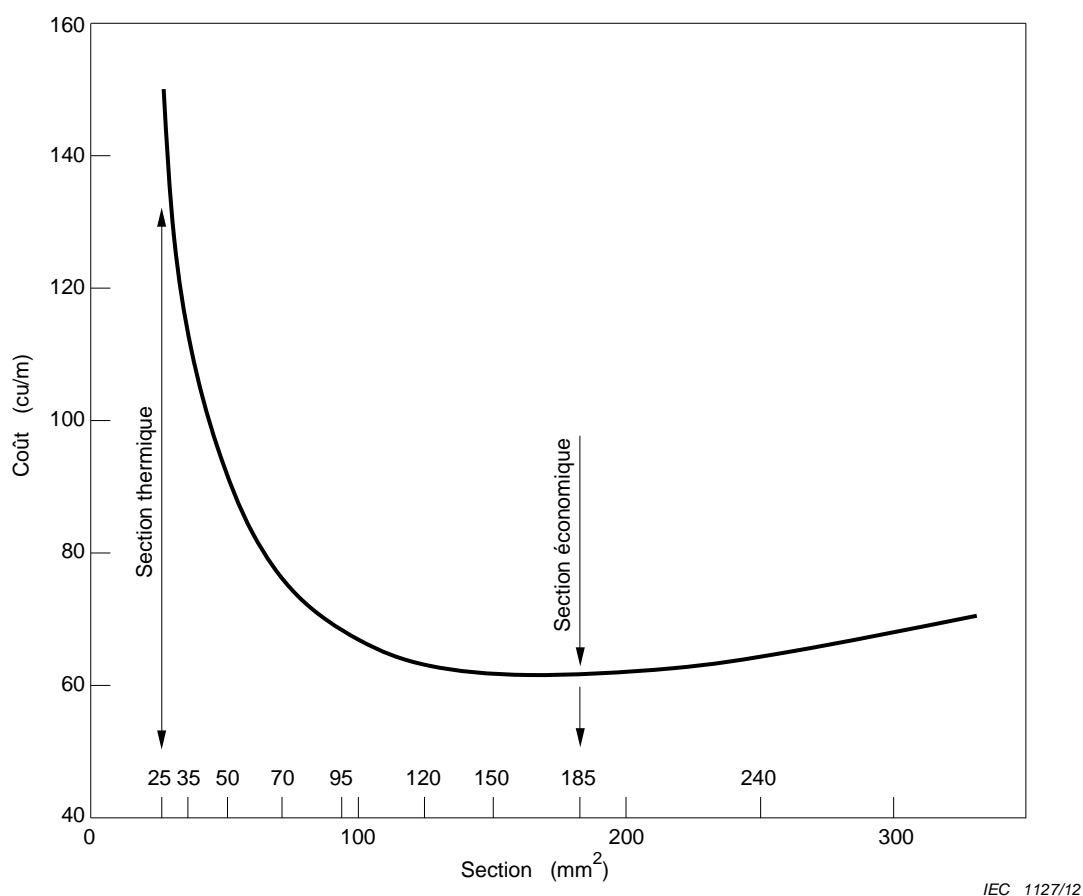


Figure A.3 – Variation du coût en fonction de la section d'âme

A.3 Exemple 2

A.3.1 Caractéristiques du câble et du système d'alimentation

Un circuit de câble 132 kV doit être dimensionné pour une capacité de transport de 160 MVA sur une distance de 5 km. La charge doit être véhiculée par un seul circuit. L'âme des câbles doit être en cuivre.

La valeur horaire moyennes la plus élevée, I_{\max} , la première année est 700 A.

Le facteur de charge cyclique, M , pour toutes les charges est de 1,2 (voir la série CEI 60853). Ce facteur est supposé constant pendant la durée de service attendue du câble.

La section du câble est choisie de manière à minimiser la somme du coût initial et du coût actualisé des pertes joule sur la durée de service attendue du câble.

Les autres facteurs, tels que mentionnés en 0.1 de l'Introduction de cette norme, n'ont pas été pris en compte.

A.3.1.1 Données d'ordre financier

- | | | | |
|--|-----|-------|-------|
| – durée de service attendue | N | 20 | année |
| – durée de fonctionnement à pertes maximales (la valeur intègre l'effet de la charge cyclique) | T | 1 740 | h/an |

- journalière)
- coûts de pertes par effet Joule à la fin de la première année à 132 kV *P* 72×10^{-6} cu/(W·h)
 - frais pour couvrir les pertes *D* 0,004 cu/(W·an)
 - les coûts des câbles et les coûts d'installation par unité de longueur sont donnés au Tableau A.9 cu/m
 - accroissement annuel de la charge *a* 0,1 %
 - accroissement annuel du prix de l'énergie (prix du kW·h) *b* 5,0 %
 - taux d'actualisation annuel *i* 4,0 %

A.3.1.2 Données concernant le câble

Pour le besoin de cet exemple, on considère un câble unipolaire fictif 132 kV, à âme en cuivre, isolé au polyéthylène réticulé. On considère que les câbles sont posés en nappe avec un entraxe de 250 mm. La profondeur de pose est prise égale à 1,0 m et la température ambiante du sol à 15 °C. Les câbles sont transposés et une permutation d'écrans est pratiquée pour minimiser les pertes dans les écrans. Les résistances en alternatif des âmes à 40 °C et 90 °C sont données dans les colonnes (2) et (3) du Tableau A.9 et les données d'ordre financier sont données dans les colonnes (4) à (6). Pour une température maximale admissible de 90 °C, les intensités admissibles en régime permanent, en pose enterrée, sont données au Tableau A.10 pour différentes sections d'âme.

- nombre de conducteurs de phase par circuit: 3, $N_p = 3$
- nombre de circuits transitant une charge de même type et de même amplitude: un, $N_c = 1$
- température moyenne de fonctionnement sur âme: $\frac{90-15}{3} + 15 = 40$ °C

Tableau A.9 – Caractéristiques du câble

Section nominale de l'âme mm ²	Résistance par phase à		Coût initial par mètre de circuit		
	40 °C Ω/km	90 °C Ω/km	Câble cu/m	Installation cu/m	Total cu/m
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
240	0,0824	0,0970	269,4	242,5	511,9
300	0,0661	0,0777	307,8	246,2	554,0
400	0,0523	0,0613	351,9	249,8	601,7
500	0,0416	0,0485	387,9	252,6	640,5
630	0,0332	0,0384	413,1	255,2	668,3

Tableau A.10 – Intensités admissibles en régime permanent

Section nominale de l'âme mm ²	240	300	400	500	630
Intensité admissible, A	580	655	747	849	967

A.3.2 Section d'âme pour un dimensionnement basé sur les considérations thermiques

$$I_{\max} \text{ (première année)} = 700 \text{ A}$$

$$I_{\max} \text{ (dernière année)} = 700 \left[1 + \frac{0,1}{100} \right]^{(20-1)} = 713 \text{ A}$$

Il convient que la capacité de transport requise (facteur de charge de 100 %), I , à la dernière année, ne soit pas inférieure à :

$$\frac{713}{1,2} = 595 \text{ A}$$

Selon le Tableau A.10, une section minimale de 300 mm² est donc nécessaire pour satisfaire les critères thermiques.

A.3.3 Calcul des grandeurs auxiliaires

$$r = \frac{[1 + (0,1/100)]^2 \times [1 + (5/100)]}{1 + (4/100)} = 1,012 \quad \text{Utilisation de (9)}$$

$$Q = \frac{1 - 1,012^{20}}{1 - 1,012} = 22,37 \quad \text{Utilisation de (8)}$$

$$F = \frac{3 \times 1 \times (1740 \times 72 \times 10^{-6} + 0,004) \times 22,37}{1 + (4/100)} = 8,343 \text{ cu/W} \quad \text{Utilisation de (10)}$$

A.3.4 Calcul du coût total

La section d'âme minimale sur le plan thermique est de 300 mm². Le coût total pour le système, sur une période de 20 ans, a été calculé pour le câble 300 mm² et les 2 sections immédiatement supérieures en utilisant la Formule (11). Les étapes intermédiaires et les résultats de calcul sont donnés au Tableau A.11.

Tableau A.11 – Coûts totaux

Section nominale de l'âme, mm ²	300	400	500
Courant admissible en régime permanent, A	655	747	849
I_{\max} , A	700	700	700
Résistance à 40 °C, Ω/m	0,000 066 1	0,000 052 3	0,000 041 6
Longueur, m	5 000	5 000	5 000
F (Formule (10))	8,343	8,343	8,343
Coût des câbles, cu	1 539 000	1 759 500	1 939 500
Coût d'installation, cu	1 231 000	1 249 000	1 263 000
Coût actualisé des pertes, cu	1 351 380	1 069 084	850 362
Coût total CT, cu (Formule (11))	4 121 380	4 077 584	4 052 862

Dans cet exemple, il y a clairement un avantage économique à installer un câble de section supérieure à celle déterminée par le dimensionnement thermique. Des calculs complémentaires ont été effectués pour différentes valeurs de la durée de service. Les résultats sont donnés au Tableau A.12.

Tableau A.12 – Coût total en fonction de la durée de service attendue

Durée de service ans	F cu/W	Coût total CT, cu (Formule (11))		
		300 mm ²	400 mm ²	500 mm ²
10	3,931	3 406,7 × 10 ³	3 512,2 × 10 ³	3 603,1 × 10 ³
15	6,073	3 753,7 × 10 ³	3 786,7 × 10 ³	3 821,5 × 10 ³
20	8,343	4 121,4 × 10 ³	4 077,6 × 10 ³	4 052,9 × 10 ³
25	10,749	4 511,0 × 10 ³	4 385,8 × 10 ³	4 298,0 × 10 ³
30	13,297	4 923,8 × 10 ³	4 712,4 × 10 ³	4 557,8 × 10 ³

Ces calculs montrent que, dans cet exemple, il n'y a pas d'intérêt économique à utiliser une section d'âme supérieure si la durée de service est inférieure à 20 ans. Toutefois, le gain augmente avec la durée de service.

Les pertes joule totales du circuit, *TJ*, sur sa durée de service, sont calculées en utilisant la Formule (7) sans les facteurs économiques:

$$r = \frac{[1 + (0,1/100)]^2 \times [1 + (0/100)]}{1 + (0/100)} = 1,002 \quad \text{Utilisation de (9)}$$

$$Q = \frac{1 - 1,002^{20}}{1 - 1,002} = 20,38 \quad \text{Utilisation de (8)}$$

$$TJ = (700^2 \times 0,000 066 11 \times 5 000 \times 3 \times 1) \times (1740 \times 1 + 0) \frac{20,38}{1 + (0/100)} = 1,723 \times 10^{10} \text{ W} \times \text{h}$$

$$= 172 35 \text{ MW} \times \text{h}$$

Utilisation de (7)

Tableau A.13 – Pertes en fonction de la durée de service attendue

Durée de service ans	Pertes, MWxh		
	300 mm ²	400 mm ²	500 mm ²
10	8 531	6 749	5368
15	12 861	10 175	8093
20	17 235	13 635	10845
25	21 652	17 129	13625
30	26 114	20 659	16433

Annexe B (informative)

Estimation de la température moyenne et de la résistance des âmes

B.1 Méthodes destinées à l'estimation de la température moyenne et de la résistance des âmes

Il est pratique, et d'habitude assez précis, d'admettre que la résistance de l'âme reste constante pendant la durée de vie du câble. Une formule simple d'évaluation de la température de fonctionnement de l'âme et, en conséquence, de sa résistance, est donnée à l'Article 4. Elle est basée sur des observations de résultats de calculs selon lesquels l'élévation de la température moyenne de fonctionnement d'une âme de section économique, pendant la durée de service attendue du câble, est d'environ un tiers de son échauffement maximal admissible au plan thermique.

Pour l'exemple utilisé dans cette norme, les erreurs sur la section d'âme et les coûts totaux, par suite de l'utilisation de cette évaluation, ne sont pas supérieures à 2 % environ. Cependant, des erreurs plus importantes peuvent se produire lorsque la combinaison des coûts après installation, des coûts de pertes et l'augmentation de la charge conduisent pendant les dernières années de la période économique à des températures d'âme avoisinant les valeurs maximales admissibles.

En général, une valeur plus précise de la résistance des âmes influe sur le choix d'une section d'âme économique uniquement dans des cas limites. Il y a peut-être des situations où une meilleure précision pour le coût des pertes d'énergie est requise et un effort supplémentaire acceptable.

Si on désire une précision plus grande dans certains cas particuliers, des valeurs plus exactes pour la température et la résistance des âmes peuvent être déterminées en utilisant, comme point de départ, la section d'âme ou la fourchette des intensités de courant économiques obtenues au moyen de l'estimation simple de la température proposée à l'Article 4.

B.2 Formules pour la détermination de la température moyenne et de la résistance moyenne de l'âme

On peut obtenir la température de l'âme comme une moyenne des valeurs pendant la première année et la dernière année d'une période économique, à partir de:

$$\theta_m = \frac{\theta_s + \theta_f}{2} = \frac{\beta + \theta_a}{2} \left[\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right] - \beta \quad (^\circ\text{C}) \quad (30)$$

où

θ_s est la température de l'âme pendant la première année, en $^\circ\text{C}$;

θ_f est la température de l'âme pendant la dernière année, en $^\circ\text{C}$;

θ_a est la température ambiante, en $^\circ\text{C}$;

β est l'inverse du coefficient de température de la résistivité du matériau de l'âme à $0\text{ }^\circ\text{C}$, en K.

Pour l'aluminium $\beta = 228$, pour le cuivre $\beta = 234,5$.

$$\gamma = \left[\frac{I_{\max}}{I_z} \right]^2 \left[\frac{\theta - \theta_a}{\beta + \theta} \right] \text{ (}^\circ\text{C)} \quad (31)$$

- I_{\max} est l'intensité du courant à la charge maximale pendant la première année, en A;
 I_z est la capacité de transport pour un échauffement maximal admissible de $\theta - \theta_a$, en utilisant la CEI 60287-1-1 et la CEI 60287-2-1, en A;
 θ est la température maximale admissible de l'âme, en $^\circ\text{C}$;
 $g = (1 + a/100)^{2(N-1)}$;
 a est l'accroissement annuel de I_{\max} , en %;
 N est la durée de la période économique, en années.

La résistance moyenne de l'âme, considérée comme une moyenne des valeurs pendant les première et dernière années est:

$$R_m = \frac{R_{20}}{2} \left(\frac{\beta + \theta_a}{\beta + 20} \right) \left(\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right) \times (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \text{ (}\Omega/\text{m)} \quad (32)$$

La valeur de R_m peut être remplacée directement dans les Formules (11), (12) et (13).

On peut utiliser de la même façon l'équation suivante pour obtenir une valeur de la résistivité moyenne ρ_m qui peut remplacer $\rho_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]$ dans les Formules (15) et (18):

$$\rho_m = \frac{\rho_{20}}{2} \left[\frac{\beta + \theta_a}{\beta + 20} \right] \left[\frac{1}{1-\gamma} + \frac{1}{1-g\gamma} \right] \text{ (}\Omega \cdot \text{m)} \quad (33)$$

B.3 Application à la détermination d'une fourchette d'intensités de courants économiques (voir 5.1)

Cette application est basée sur l'exemple de A.2.2, dans l'Annexe A.

On considère la fourchette d'intensités de courant déterminée pour une âme de 240 mm², et on suppose que $I(1)$ et $I(2)$ sont les limites inférieure et supérieure de cette fourchette, obtenues par la simple estimation de la température de l'âme. Dans l'exemple, $I(1) = 128$ A et $I(2) = 168$ A.

Les données du Tableau B.1 sont nécessaires pour les trois sections d'âmes concernées:

Table B.1 – Données nécessaires pour les trois sections d'âmes pour l'exemple ci-dessous

Section d'âme mm ²	R_{20} Ω/km	CI cu/m	I_z A *	$I_{\max.z}$ = $I_z \times M$, A **
185	0,1675	45,96	328	364
240	0,1296	52,20	382	424
300	0,1053	58,99	429	476

* Voir A.2.2.3 de l'Annexe A.
** Le facteur de capacité de transport cyclique $M = 1,11$, voir A.2.1 de l'Annexe A.

De l'Article A.2, on tire:

$$F = 9,2341.$$

Le procédé de réévaluation des températures de fonctionnement et de la résistance de l'âme pour la limite supérieure de la fourchette d'intensités de courant pour une âme de 240 mm² est le suivant.

On détermine la grandeur auxiliaire γ , à partir de:

$$\gamma(240) = \left(\frac{168}{424}\right)^2 \times \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0,030\ 598 \quad \text{Utilisation de (31)}$$

où la valeur de 168 A était tirée du calcul initial de A.2.2 en utilisant l'évaluation simple pour θ_m .

L'augmentation de pertes de puissance due à l'accroissement de la charge est

$$\begin{aligned} g &= [1 + (a/100)]^{2(N-1)} \\ &= 1,335\ 5 \end{aligned}$$

d'où $g\gamma(240) = 1,335\ 5 \times 0,030\ 58 = 0,040\ 84$.

L'évaluation améliorée de la résistance de l'âme de 240 mm² est alors obtenue à partir de:

$$\begin{aligned} R_m(240) &= \left(\frac{0,129\ 6}{2}\right) \times \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \times \left(\frac{1}{1-0,030\ 58} + \frac{1}{1-0,040\ 84}\right) \\ &= 0,134\ 4\ \Omega/\text{km} \quad \text{Utilisation de (32)} \end{aligned}$$

Par souci de simplicité, λ_1 et λ_2 ont été pris nuls.

Pareillement, pour l'âme de 300 mm²,

$$\gamma(300) = \left(\frac{168}{476}\right)^2 \times \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0,024\ 27 \quad \text{Utilisation de (31)}$$

$$\text{et } g\gamma(300) = 1,335\ 5 \times 0,024\ 27 = 0,032\ 41$$

alors,

$$\begin{aligned} R_m(300) &= \left(\frac{0,105\ 3}{2}\right) \times \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \times \left(\frac{1}{1-0,024\ 27} + \frac{1}{1-0,032\ 41}\right) \\ &= 0,108\ 4\ \Omega/\text{km} \quad \text{Utilisation de (32)} \end{aligned}$$

Par souci de simplicité, λ_1 et λ_2 ont été pris nuls.

La limite supérieure révisée du courant est donc:

$$I(2) = \sqrt{\frac{500 \times (58,99 - 52,20) \times 1000}{9,234 \ 1 \times 500 \times (0,134 \ 4 - 0,108 \ 4)}} \quad \text{Utilisation de (12)}$$

$$= 168 \text{ A}$$

La différence avec la valeur initiale de 168 A est dans la limite des erreurs dues à l'arrondissement des nombres et parce que les températures des deux âmes ont été corrigées par environ la même quantité. Le choix d'une section d'âme de 240 mm² pour une charge maximale de 160 A pour le premier tronçon de la liaison n'est pas affecté.

Un calcul similaire peut être fait pour la limite inférieure.

Le coût total, CT , obtenu par le calcul initial était 42 648 cu (voir A.2.2.2); on peut maintenant obtenir un coût basé sur la valeur plus précise de la résistance de l'âme de 240 mm².

Pour la valeur du courant de charge maximal, $I_{\max} = 160 \text{ A}$, la grandeur auxiliaire est:

$$\gamma(240) = \left(\frac{160}{424}\right)^2 \times \left(\frac{80 - 20}{228 + 80}\right) = 0,027 \ 74 \quad \text{Utilisation de (31)}$$

$$g\gamma(240) = 1,335 \ 5 \times 0,0277 \ 4 = 0,037 \ 05$$

de sorte que,

$$R_m(240) = \left(\frac{0,1296}{2}\right) \times \left(\frac{228 + 20}{228 + 20}\right) \times \left(\frac{1}{1 - 0,027 \ 74} + \frac{1}{1 - 0,037 \ 05}\right)$$

$$= 0,133 \ 9 \ \Omega/\text{km} \quad \text{Utilisation de (32)}$$

$$CT = 52,2 \times 500 + 160^2 \times \frac{0,133 \ 9}{1 \ 000} \times 9,234 \ 1 \times 500$$

$$= 26 \ 100 + 15 \ 827$$

$$= 41 \ 927 \text{ cu} \quad \text{Utilisation de (11)}$$

Lorsqu'on compare ce résultat au coût de 42 648 cu obtenu pour cet exemple par un processus plus simple, on peut constater que la réduction est de moins de 2 %.

B.4 Application à la détermination d'une section économique d'âme (voir 5.2)

Pour cette application, on a pris les valeurs numériques de l'exemple de A.2.3.

L'exemple de A.2.3, après les corrections pour le facteur de résistance en courant alternatif, B , indique que la section la plus économique est 269 mm², qui est légèrement plus proche de la section d'âme normalisée de 240 mm² que de celle de 300 mm².

On peut faire maintenant une réévaluation de cette section d'âme en corrigeant sa résistance. Les données se rapportant à une âme de 240 mm² sont déjà fournies dans l'Article B.2. Le courant à transporter est de 160 A.

$$\gamma(240) = \left(\frac{160}{424}\right)^2 \times \left(\frac{80-20}{228+80}\right) = 0,027\ 74 \quad \text{Utilisation de (31)}$$

$$g\gamma(240) = 1,335\ 5 \times 0,027\ 74 = 0,037\ 05$$

La nouvelle valeur de la résistivité, corrigée pour la température, est donnée par:

$$\begin{aligned} \rho_m &= \left(\frac{30,3 \times 10^{-9}}{2}\right) \times \left(\frac{228+20}{228+20}\right) \times \left(\frac{1}{1-0,027\ 74} + \frac{1}{1-0,037\ 05}\right) \\ &= 30,3 \times 10^{-9} \times 1,033\ 5 \quad \text{Utilisation de (33)} \\ &= 31,32 \times 10^{-9} \ \Omega.m \end{aligned}$$

et la section d'âme la plus économique est:

$$\begin{aligned} S_{ec} &= 1\ 000 \times \left[\frac{160^2 \times 9,234\ 1 \times 31,32 \times 10^{-9} \times 1,057}{0,113\ 3} \right]^{0,5} \\ &= 263 \text{ mm}^2 \quad \text{Utilisation de (18)} \end{aligned}$$

Ce léger changement rapproche un peu S_{ec} de la valeur normalisée de 240 mm².

Le coût total pour un câble de 240 mm² de section d'âme sera le même que celui déjà calculé à l'Article B.2.

La température moyenne de l'âme de 240 mm² pendant la durée de service attendue du câble est:

$$\begin{aligned} \theta_m &= \left(\frac{228+20}{2}\right) \times \left(\frac{1}{1-0,027\ 74} + \frac{1}{1-0,037\ 05}\right) - 228 \\ &= 28,3 \text{ °C} \quad \text{Utilisation de (30)} \end{aligned}$$

Bibliographie

CEI/TR 62125:2007, *Déclaration environnementale spécifique au TC 20 de la CEI – Câbles électriques*

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch