Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы
ОАО «ФСК ЕЭС»
Открытое акционерное общество по проектированию сетевых и энергетических объектов ОАО «РОСЭП»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Председателя
Правления ОАО «ФСК ЕЭС»

В.В.Дорофеев

02 марта 2005

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38...10 кВ ПРИ ГОЛОЛЕДНО-ВЕТРОВЫХ НАГРУЗКАХ

Шифр 24.0026

Генеральный директор В.В. Князев

Директор Научно-инженерного Центра А.С. Лисковец

Руководитель работы, зав. лабораторией, канд.техн.наук В.М. Ударов

Москва 2005

gost.e-ecolog.ru

Содержание

Введение
1. Основные положения по расчету надежности механической части ВЛ
2. Формулы для расчета надежности механической части ВЛ
3. Параметры, приведенные в формулах (1)-(10)
4. Пример 1 расчета надежности механической части ВЛ 10 кВ
5. Пример 2 расчета надежности механической части ВЛИ 0,38 кВ
Приложение А. Вспомогательные материалы
Приложение Б. Перечень документов, на которые даны ссылки в Методических указаниях

Введение

Настоящая работа выполнена ОАО «РОСЭП» по заданию ОАО «ФСК ЕЭС».

Актуальность данной работы связана с ростом в последние годы гололедно-ветровых аварий на воздушных линиях электропередачи.

В связи с этим на заседании Бюро Научно-технического совета РАО «ЕЭС России» и секции Эксплуатации и технического перевооружения электрических сетей по теме: «Повышение устойчивости воздушных линий электропередачи в условиях экстремальных снегогололедных и ветровых нагрузок» было принято решение поручить ОАО «РОСЭП» разработать методические указания по расчету надежности ВЛ 0,38-35 кВ при воздействии гололедно-ветровых нагрузок (см. Протокол от 19.02.2002 г. № 1, г. Пятигорск).

Итоги Заседания НТС РАО «ЕЭС России» 19-20 февраля 2002 г. утверждены приказом РАО «ЕЭС России» от 18.04.2002 г. № 218.

В соответствии с указанным поручением и по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» ОАО «РОСЭП» разработало Методические указания по количественной оценке механической надежности действующих ВЛ 0,38-10 кВ при гололедно-ветровых нагрузках.

При работе над Методическими указаниями учитывались замечания и пожелания ОАО-энерго.

В Методических указаниях даны способы количественной оценки механической надежности железобетонных, деревянных и стальных опор и изолированных, защищенных и неизолированных проводов ВЛ 0,38-10 кВ с различным сроком службы при ветровой нагрузке, действующей на провода, покрытые или свободные от гололеда.

Рассчитаны примеры определения механической надежности ВЛ 10 кВ с неизолированными проводами и ВЛИ 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами.

В соответствии с расчетами, в примере 1 для ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах со стойками СВ105-5 в ОАО «Липецкэнерго» средний период между массовыми отказами ВЛ (авариями) - далее отказами ВЛ t_R = 25 лет, в примере 2 для ВЛИ 0,38 кВ на железобетонных опорах со стойками СВ95-3 в ОАО «Башкирэнерго» средний период между отказами ВЛ t_R = 31 год.

Величина периода между отказами t_R вновь строящихся линий может регулироваться в энергосистемах применением регионального коэффициента $\gamma_р$, предусмотренного ПУЭ седьмого издания.

Величину t_R рекомендуется в обычных энергосистемах принимать равной не менее 40 лет, а в наиболее аварийных районах не менее 20 лет.

Период между отказами t_R для действующих ВЛ может быть увеличен путем усиления механической части ВЛ, в том числе особенно усилением опор анкерного типа путем установки дополнительной оттяжки или подкоса, замены штыревых изоляторов на натяжные изоляторы и т.д.

Методические указания предназначены для определения надежности действующих и вновь проектируемых ВЛ.

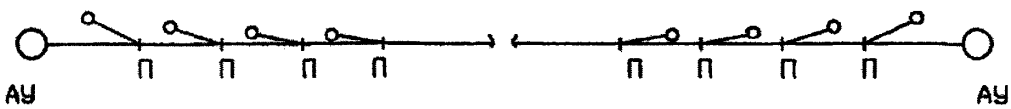
1 Основные положения по расчету надежности механической части ВЛ

1.1 Определение уровня надежности ВЛ следует производить по результатам расчета надежности одного анкерного участка линии, имеющего наименьшую прочность.

1.2 При расчете надежности анкерный участок рассматривается как система, состоящая из отдельных элементов, отказ любого из которых приводит к отказу линии (см. рисунок 1).

Случай 1. Отложение гололеда ($b^{П}$) на проводах при слабом ветре

а) Достижение напряжения $б^{П}$ в проводе и его обрыв гололедом $b^{П}$

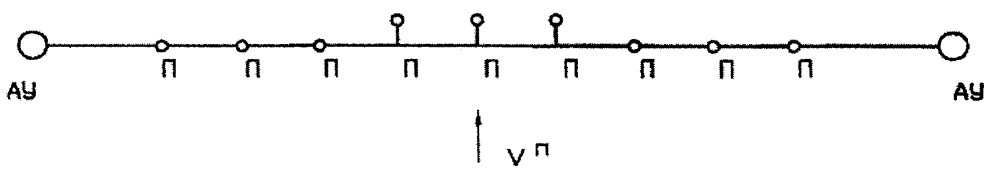


б) Разрушение элементов анкерной опоры АУ от тяжения проводов, покрытых гололедом $b^{П}$



Случай 2. Безгололедный режим (скорость ветра $V^{П}$)

Падение промежуточных опор поперек ВЛ от предельной скорости ветра $V^{П}$



Случай 3. Гололедно-ветровой режим ($Q^{П}$)

Падение промежуточных опор поперек ВЛ от предельной ветровой нагрузки $Q^{П}$

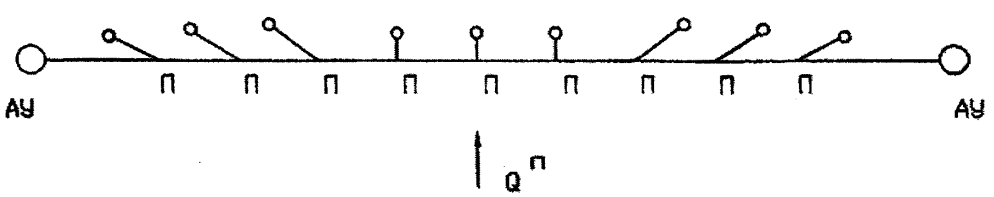


Рисунок 1 - Расчетные схемы обрыва проводов и разрушения опор ВЛ

Из рисунка 1 видно, что при гололедно-ветровых нагрузках возможны три основных случая отказа ВЛ.

В первом случае при отложении на проводах предельной толщины стенки гололеда ($b^{П}$) может произойти обрыв провода или разрушение повышенным тяжением провода элементов анкерной опоры.

Во втором случае в безгололедном режиме предельная скорость ветра $V^{П}$ может вызвать падение промежуточной опоры на ВЛ.

В третьем случае падение промежуточной опоры на ВЛ может быть вызвано совместным действием гололедно-ветровой нагрузки $Q^{П}$, зависящей от величины толщин стенки гололеда и от скорости ветра в гололедном режиме.

Предельные нагрузки $b^{П}$, $V^{П}$ и $Q^{П}$ определяются по формулам (1), (2) и (3), приведенным в разделе 2. Наименования параметров приведены в разделе 3.

1.3 Предельная толщина стенки гололеда $b^{П}$ зависит главным образом от предельной величины напряжения провода $\sigma^{П}_{т}$ после эксплуатации ВЛ в течение Т лет.

Предельная величина напряжения $\sigma^{П}$ до эксплуатации провода определяется в зависимости от физико-механических характеристик провода и прочности опор анкерного типа.

1.4 Предельные величины скорости ветра $V^{П}$ и ветровой нагрузки на провод при гололеде $Q^{П}$ определяются из уравнения прочности промежуточной опоры в соответствии с расчетными схемами опор (рисунок 2).

При расчете промежуточной опоры на гололедно-ветровую нагрузку учитываются нагрузки на конструкцию опоры M_{o}, на провод M_{np} и от весовых нагрузок опоры M_{C} и гололеда на проводах.

1.5 Вероятность появления каждой из предельных нагрузок $b^{П}$, $V^{П}$ и $Q^{П}$ в любой энергосистеме может быть определена на основании материалов по подготовке региональных карт климатических нагрузок.

В соответствии с исследованиями, выполненными ОАО «ВНИИЭ», для определения максимальных климатических нагрузок рекомендуется использовать первое предельное распределение Гумбеля.

При отсутствии указанных данных допускается использовать формулы (6) - (10) или рисунки 7,8 и 9 в следующих энергосистемах, отнесенных к наиболее опасным в аварийном отношении:

ОАО «Ставропольэнерго»,
ОАО «Каббалкэнерго»,
ОАО «Краснодарэнерго»,
ОАО «Ростовэнерго»,
ОАО «Калмэнерго»,
ОАО «Воронежэнерго»,
ОАО «Липецкэнерго»,
ОАО «Белгородэнерго»,
ОАО «Пензаэнерго»,
ОАО «Башкирэнерго»,
ОАО «Сахалинэнерго» ,
ОАО «Камчатскэнерго».

В остальных энергосистемах используются рисунки 4,5 и 6 или формулы (6)-(10).

1.6 Вероятность отказа ВЛ P_{R} определяется как сумма вероятностей (P_{b}, P_{v} и P_{Q}) появления предельных гололедной, ветровой и гололедно-ветровой нагрузок:

$P_{R}=P_{b}+P_{v}+P_{Q}$

Средний срок между отказами ВЛ t_{R} равен:

$t_{R}=1/P_{R}$

Величина периода между отказами t_{R} вновь строящихся линий может регулироваться в энергосистемах применением регионального коэффициента ρ, предусмотренного ПУЭ седьмого издания.

Величину t_{R} рекомендуется в обычных энергосистемах принимать равной не менее 40 лет, а в наиболее аварийных районах не менее 20 лет.

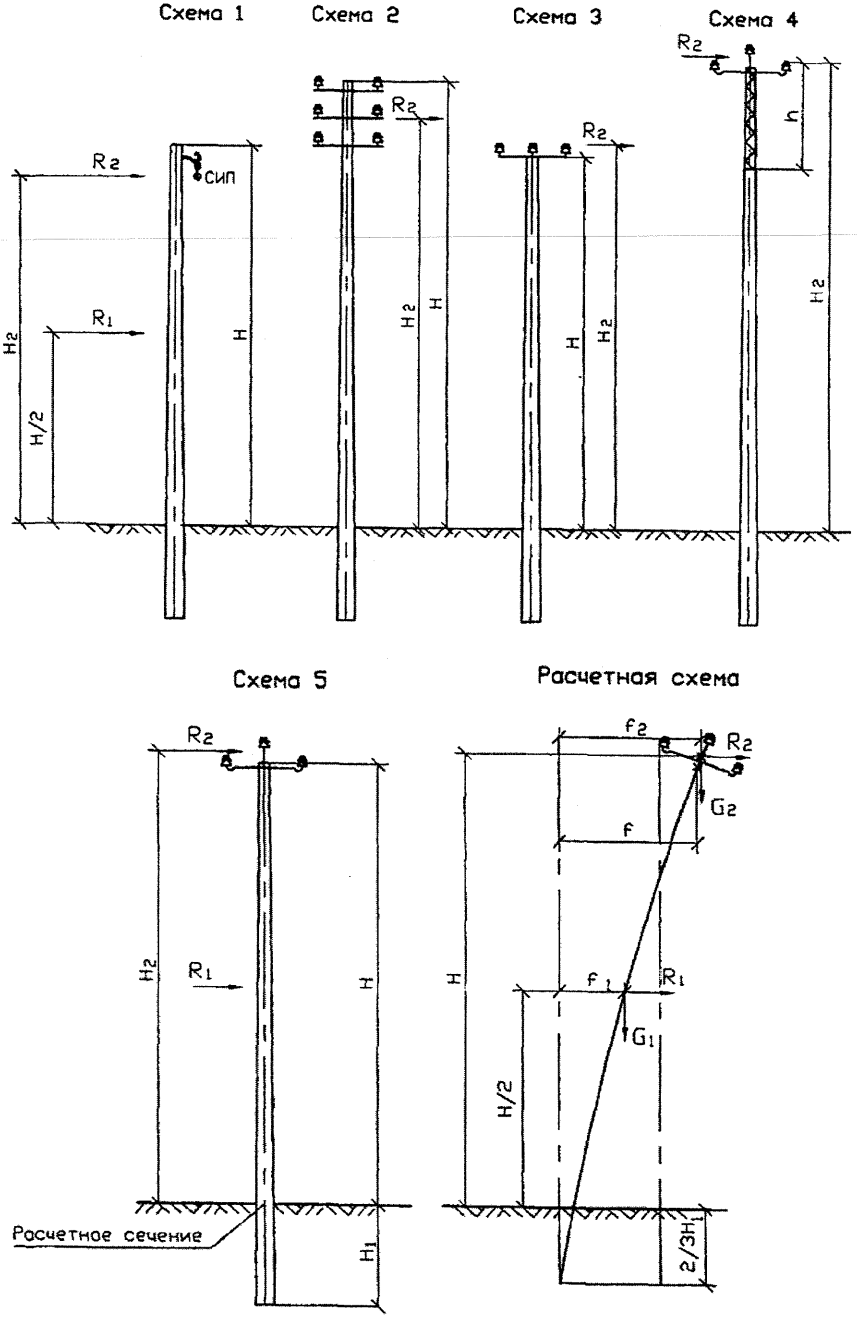


Рисунок 2 - Расчётные схемы опор

2 Формулы для расчёта надежности механической части ВЛ

$$b^{П} = -\frac{d}{2} + \sqrt{\left(\frac{d}{2}\right)^2 + \frac{S\cdot 10^3}{\nu\cdot\pi}\cdot\left[\sigma_T^{П}\cdot\sqrt{\frac{24\cdot c^2}{l^2} + \left(\frac{\gamma_1}{\sigma_3}\right)^2} - \gamma_1\right]} \quad (1)$$

$$V^{П} = \sqrt{\frac{1{,}6\cdot\left(M_T^{П} - M_G\right)}{n\cdot l\cdot C_x^{П}\cdot d\cdot\alpha_w\cdot H_2\cdot 10^{-3} + 0{,}5\beta\cdot C_x^{e}\cdot F_m\cdot H}} \quad (2)$$

$$Q^{П} = \frac{\left(M_T^{П} - M_G - n\cdot m_T\cdot l\right)\cdot C_x^{П}\cdot(10+2\cdot b_э)}{n\cdot l\cdot C_x^{П}\cdot(10+2b_э)\cdot\alpha_w\cdot H_2 + 0{,}5\cdot\beta\cdot C_x^{e}\cdot F_m\cdot H\cdot 10^3} \quad (3)$$

где $$M_G = g\cdot\gamma_f\cdot\left[0{,}4\cdot G_1\cdot f^{II} + (G_2+G_3)\cdot f_2^{II}\right] \quad (4)$$

$$m_T = 34{,}7\cdot b_э\cdot(d+b_э)\cdot f_2^{II}\cdot 10^{-3} \quad (5)$$

$$P_x = \left(\frac{\alpha_1}{x}\right)^{A_1} \quad (6) \qquad t_x = \frac{1}{P_x} \quad (7) \qquad P_R = P_b + P_V + P_Q \quad (8)$$

$$t_R = \frac{1}{P_R} \quad (9) \qquad x = \alpha_1\cdot\sqrt[A_1]{t_x}$$

x – нагрузки b, V и Q (10)

3 Параметры, приведенные в формулах (1)-(10)

$b^{П}$ - предельная толщина стенки гололеда, вызывающая обрыв провода или повреждение какого-либо элемента анкерной опоры тяжением провода, мм;

$b_э$ - нормативная толщина стенки гололеда, принимаемая по региональным картам гололедных нагрузок с повторяемостью 1 раз в 25 лет, мм;

$V^{П}$ - предельная скорость ветра, вызывающая поломку стойки промежуточной опоры поперек ВЛ, в безгололедном режиме, м/с;

V_o - скорость ветра с повторяемостью 1 раз в 25 лет, принимаемая по региональным картам, м/с;

W_o - нормативное ветровое давление с повторяемостью 1 раз в 25 лет, принимаемое по региональным картам, Па;

$W_Г$ - нормативное ветровое давление при гололеде, определяемое по скорости ветра при гололеде $V_Г$, которое принимается по региональному районированию ветровых нагрузок при гололеде или определяется по данным наблюдений согласно методическим указаниям по расчёту климатических нагрузок. При отсутствии региональных карт и данных наблюдений $W_Г = 0{,}25W_o$. Для ВЛ до 20 кВ нормативное ветровое давление при гололеде должно приниматься не менее 200 Па.

$Q^{П}$ - предельная погонная нагрузка ветра на провод при гололеде, вызывающая поломку стойки промежуточной опоры поперек ВЛ, в гололедном режиме, Н/м;

Q - расчётная ветровая нагрузка на провод, Н/м, в гололедном режиме принимается по региональной карте ветровых нагрузок или по таблице 2 Приложения.

$m_Г$ - расчетный единичный изгибающий момент от веса гололеда на проводе длиной 1 м

$$\left(\frac{Н\cdot м}{м} = Н\right);$$

$G^{П}$ - предельная масса провода с гололедом, вызывающая обрыв провода, кг;

G_1 - масса надземной части стойки опоры, кг; (см. таблицу 3 Приложения).

G_2 - масса траверс, изоляторов, проводов, кг;

для обычных опор без надставки допускается принимать G_2=100 кг;

G_3 - масса надставки, кг;

$\sigma^{П}$ - предельная величина напряжения в проводе, МПа, определяемая как наименьшая из двух условий:

1. $\sigma^{П} = K_{П}\cdot\sigma_{вр}$,

где $\sigma_{вр}$ - временное сопротивление провода, равное $\sigma_{вр} = T_{разр}/S$

$T_{разр}$ - разрывное усилие неизолированного провода или несущей жилы СИП или четырех жил СИП с однородными проводами, Н.

S - сечение неизолированного провода или несущей жилы СИП, или суммарное сечение жил СИП с четырьмя однородными проводами, мм^2 ;

$T_{разр}$ и S - по ГОСТ 839-80 и ТУ на СИП.

$K_П = 0,65$ - для неизолированных проводов А25, А35, А50, АН25, АН35, АН50, АС25/4,2, АЖ35;

$K_П = 0,8$ - для неизолированных проводов А70, АН70, АС35/6,2, АЖ50 и больших сечений, а также для СИП-1, СИП-2, СИП-3 и СИП-4.

2. При расчете $\sigma^П$ должна учитываться прочность анкерных опор:

с натяжными гирляндами изоляторов и с полимерными изоляторами ВЛ10 кВ и с креплением СИП в натяжных зажимах на ВЛ 0,38 кВ: $\sigma^П = \frac{1,4 \cdot T^р}{S}$,

со штыревыми изоляторами на анкерных опорах ВЛ 10 кВ $\sigma^П = \frac{6000}{S}$,

где $T^р$ - расчетное тяжение в проводе наибольшего сечения, принятое при расчете концевой опоры в типовом проекте, Н.

При наличии фактических данных по испытаниям концевых опор различной конструкции (одностоечных свободностоящих, подкосных и опор с оттяжками): $\sigma^П = \frac{T^П_A}{n \cdot S}$,

где $T^П_A$ - средняя величина предельной (разрушающей) прочности концевой опоры при испытании, Н, n - количество проводов (для одноцепных ВЛ 10 кВ $n = 3$ и т.д.).

$\sigma^П_T = 0,99^{T-10} \cdot \sigma^П$ - предельная величина напряжения в неизолированном проводе после эксплуатации в течение Т лет, МПа; при Т < 10 лет принимается $\sigma^П_T = \sigma^П$.

$\sigma^П_T = 0,95^{T-30} \cdot \sigma^П$ - предельная величина напряжения в защищенных проводах и СИП после эксплуатации в течение Т лет, МПа; при Т<30 лет принимается $\sigma^П_T = \sigma^П$.

$\sigma_з$ - напряжение в проводе при расчетной толщине стенки гололеда без ветра, МПа. Принимается по монтажным таблицам проводов. При отсутствии таблиц - $\sigma_з = 0,9[\sigma]$ и не более $0,9\frac{T^р}{S}$;

$[\sigma]$ - допустимое напряжение в проводах, принимаемое по таблице 2.5.7 ПУЭ 7-го издания.

$\varepsilon^{'} = \varepsilon_П - \varepsilon_з$ - относительное удлинение провода при изменении напряжения в проводе от $\sigma_з$ до $\sigma^П_T$, определяемое по характеристике первоначального растяжения.

$\varepsilon_П = \frac{\sigma^П_T}{F}$ при $\sigma^П_T < \sigma_{тд}$, или

$$\varepsilon_{\Pi} = \frac{\sigma_T^{\Pi}}{F_1} - \frac{\sigma_{m\partial}}{F_1} + \frac{\sigma_{m\partial}}{F} \quad \text{при } \sigma_T^{\Pi} > \sigma_{m\partial}$$

ε_{Π} - относительное удлинение провода при напряжении в проводе σ_T^{Π},

$\varepsilon_3 = \frac{\sigma_3}{F}$ - относительное удлинение провода при напряжении в проводе σ_3,

$\sigma_{m\partial}$, F и F_1 (см. рисунок 3 и таблицу 7 Приложения).

Величины ε_{Π} и ε_3 для основных марок проводов можно определить по таблице 1 при известных σ_T^{Π} и σ_3;

γ_1 - удельная нагрузка от веса провода, $H/м \cdot мм^2 \cdot 10^{-3}$ (см. таблицы 4 и 5 Приложения).

σ_3 - напряжение в проводе при расчетной толщине стенки гололеда без ветра, МПа. Принимается по монтажным таблицам проводов. При отсутствии таблиц - $\sigma_3 = 0{,}9[\sigma]$ и не более $0{,}9\frac{T^p}{S}$;

$[\sigma]$ - допустимое напряжение в проводах, принимаемое по таблице 2.5.7 ПУЭ 7-го издания.

$\varepsilon' = \varepsilon_{\Pi} - \varepsilon_3$ - относительное удлинение провода при изменении напряжения в проводе от σ_3 до σ_T^{Π}, определяемое по характеристике первоначального растяжения.

$$\varepsilon_{\Pi} = \frac{\sigma_T^{\Pi}}{F} \quad \text{при } \sigma_T^{\Pi} < \sigma_{m\partial}, \text{ или}$$

$$\varepsilon_{\Pi} = \frac{\sigma_T^{\Pi}}{F_1} - \frac{\sigma_{m\partial}}{F_1} + \frac{\sigma_{m\partial}}{F} \quad \text{при } \sigma_T^{\Pi} > \sigma_{m\partial}$$

ε_{Π} - относительное удлинение провода при напряжении в проводе σ_T^{Π},

$\varepsilon_3 = \frac{\sigma_3}{F}$ - относительное удлинение провода при напряжении в проводе σ_3,

$\sigma_{m\partial}$, F и F_1 (см. рисунок 3 и таблицу 7 Приложения).

Величины ε_{Π} и ε_3 для основных марок проводов можно определить по таблице 1 при известных σ_T^{Π} и σ_3;

γ_1 - удельная нагрузка от веса провода, $H/м \cdot мм^2 \cdot 10^{-3}$ (см. таблицы 4 и 5 Приложения).

γ_3 - удельная нагрузка от веса провода, покрытого гололедом, $Н/м \cdot мм^2 \cdot 10^{-3}$ (см. таблицы 4 и 5 Приложения).

d - диаметр провода, мм, по ГОСТ 839-80 для неизолированных проводов и по техническим условиям на СИП и защищенные провода.

H - высота надземной части опоры, м;

H_2 - средняя высота подвески проводов на опоре, м;

$f^{П}$ - прогиб вершины стойки опоры поперек ВЛ при загрузке ее до $M_T^{П}$, м;

$$f^{П} = f \cdot \frac{M_T^{П}}{M_{CT}},$$

f - горизонтальное перемещение вершины стойки опоры, соответствующее расчетному изгибающему моменту M_{CT}, действующему поперек линии, м (см. таблицу 6 Приложения).

$$f_2^{П} = f_2 \cdot \frac{M_T^{П}}{M_{CT}},$$

$f_2 = f \cdot \frac{H_2}{H-h}$, - отклонение центра тяжести проводов (см. рисунок 2);

h - высота надставки, м;

для схем 1,2,3 и 5 (рисунок 2) - $h = 0$ и допускается принимать $f_2 = f$;

$f_1 = 0{,}4 \cdot f$ - отклонение центра тяжести стойки опоры от вертикали;

l - расчетный пролет ВЛ, м;

n - количество проводов, шт. (с учетом проводов ВЛ, ЛС, ЛПВ и ОК);

$F_{из}$ - площадь проекции надземной части конструкции опоры на плоскость, перпендикулярную ветровому потоку, вычисленная по наружному габариту, $м^2$; $F_{из} = F_{ст} + F_{надставки}$, для опор без надставки $F_{из} = F_{ст}$, а $F_{ст}$ - см. таблицу 3 Приложения.

t_R - средний период между отказами ВЛ, лет;

P_R - вероятность отказов ВЛ;

P_x - вероятность появления предельной климатической нагрузки;

t_x - средний период между появлением предельной климатической нагрузки;

P_b - вероятность появления предельной гололедной нагрузки;

P_v - вероятность появления предельной ветровой нагрузки;

P_Q - вероятность появления предельной гололедно-ветровой нагрузки;

α_i и β_i - параметры распределения климатических нагрузок;

C_x^o - аэродинамический коэффициент лобового сопротивления стойки, принимаемый по СНиП 2.01.07-85, приложение 4; например, для прямоугольного сечения - $C_x^o = 2{,}0$, для круглого сечения - $C_x^o = 0{,}8$;

$C_x^П$ - аэродинамический коэффициент лобового сопротивления проводов, принимаемый для всех проводов ВЛ 10 кВ (в т.ч. покрытых гололедом) равным $C_x^П = 1{,}2$, для самонесущих изолированных проводов (СИП) на ВЛИ 0,38 кВ - $C_x^П = 1{,}1$;

α_w - коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принимаемый равным:

Ветровое давление, Па	До 200	240	280	300	320	360	400	500	580 и более
Коэффициент α_w	1,0	0,94	0,88	0,85	0,83	0,8	0,76	0.71	0,7

Промежуточные значения α_w определяются интерполяцией, в гололедном режиме этот коэффициент обозначен $\alpha_{wг}$ и определяется по величине $W_Г$;

β - коэффициент динамичности: для железобетонных опор на вибрированных стойках – 1,8; для стальных опор – 1,5; для деревянных опор – 1,0;

γ_f - коэффициент надежности по весовой нагрузке, принимаемый 1,05 – для проводов, тросов, изоляторов и металлических опор и 1,1 – для железобетонных и деревянных опор;

g = 9,81 м/с^2 - ускорение свободного падения;

ν - удельный вес льда, равный 9 мН/см^3.

$M_{СТ}$ - расчетный изгибающий момент стойки в сечении на уровне земли, определяемый расчетом или принимаемый в соответствии со стандартом на стойку, $Н \cdot м$, (для железобетонных стоек см. таблицу 3 Приложения);

M_C - расчетный изгибающий момент от веса стойки,веса траверсы,изоляторов,проводов, надставки при отклонении опоры от вертикального положения, Н·м;

$M^П$ - первоначальный предельный изгибающий момент стойки в расчетном сечении (до эксплуатации стоек на ВЛ), Н м;

$M^П = 1{,}2M_{СТ}$ для вибрированных железобетонных стоек с четырьмя рабочими стержнями арматуры и железобетонных приставок;

$M^П = 1{,}4M_{СТ}$ для вибрированных железобетонных стоек с шестью и более рабочими стержнями арматуры и для центрифугированных железобетонных стоек;

$M^{П} = 2{,}2M_{CT}$ для деревянных цельностоечных опор,где M_{CT} - расчетный изгибающий момент деревянной стойки в сечении на уровне земли, рассчитанный в соответствии со СНиП П-25-80;

$M^{П} = 1{,}5M_{CT}$ для стальных опор, где M_{CT} - расчетный изгибающий момент стойки в сечении на уровне земли, полученный расчетом в соответствии со СНиП 11-23-81 «Стальные конструкции»;

$M^{П}_{T}$ - предельный изгибающий момент стойки в расчетном сечении после эксплуатации стойки на ВЛ в течение Т лет, Н·м; для проектируемых ВЛ принимается $T = 0$ и $M^{П}_{T} = M^{П}$.

Предельная прочность железобетонных вибрированных стоек уменьшается со временем по следующей зависимости:

$M^{П}_{T} = 0{,}97^{T-10} \cdot M^{П}$,

при Т < 10 лет принимается $M^{П}_{T} = M^{П}$.

Предельная прочность центрифугированных железобетонных стоек уменьшается со временем по следующей зависимости:

$M^{П}_{T} = 0{,}99^{T-10} \cdot M^{П}$,

при Т < 10 лет принимается $M^{П}_{T} = M^{П}$.

Прочность деревянных опор изменяется во времени по следующей зависимости:

При неудовлетворительной пропитке для цельностоечных опор (зона «земля - воздух»):

$M^{П}_{T} = 0{,}87^{T-10} \cdot M^{П}$

При неудовлетворительной пропитке для деревянных опор на железобетонных приставках (на воздухе):

$M^{П}_{T} = 0{,}9^{T-15} \cdot M^{П}$

При пропитке деревянных опор по ГОСТ 20022 «Защита древесины» для цельностоечных и для опор на железобетонных приставках:

$M^{П}_{T} = 0{,}87^{T-30} \cdot M^{П}$

При неудовлетворительной пропитке цельностоечных деревянных опор при Т< 10 лет принимается $M^{П}_{T} = M^{П}$; при неудовлетворительной пропитке деревянных опор на железобетонных приставках при Т < 15 лет принимается $M^{П}_{T} = M^{П}$. при пропитке деревянных опор по ГОСТ 20022 при Т < 30 лет принимается $M^{П}_{T} = M^{П}$.

Для стальных опор замкнутого сечения (трубы,многогранные опоры и др.) их прочность изменяется во времени по следующей зависимости:

Для неоцинкованных стальных опор:

$M^{П}_{T} = 0{,}97^{T} \cdot M^{П}$,

Для оцинкованных стальных опор:

$M^{П}_{T} = 0{,}97^{T-40} \cdot M^{П}$,

Для оцинкованных стальных опор при Т < 40 лет принимается $M^{П}_{T} = M^{П}$.

4 Пример 1 расчета надежности механической части ВЛ 10 кВ

Необходимо определить расчетный период t_R отказов на конкретной ВЛ 10 кВ в ОАО «Липецкэнерго».

Исходные данные:

Климатические параметры W_o=500 Па; $b_э$ = 20 мм; Q = 9 Н/м

Параметры ВЛ

Промежуточные и анкерно-угловые опоры - по серии 3.407.1-143, выпуск 1.

Параметры промежуточной опоры П10-1:

$H = 8{,}3$ м; $H_2 = 8{,}4$ м; $F_{cm} = 1{,}7$ м^2; $G_1 = 885$ кг; $G_2 = 100$ кг; $G_3 = 0$.

Стойка СВ105-5; $M_{CT} = 50000$ Н·м; $M^{П} = 60000$ Н·м
Провод АС70/11; $d = 11{,}4$ мм; $S = 79{,}3$ мм^2; $n = 3$; $l = 65$ м; $Тр = 9000$ Н.
Коэффициенты $C^{o}_{x} = 2{,}0$; $C^{П}_{x} = 1{,}2$; $\beta = 1{,}8$.
Срок эксплуатации данной ВЛ 10 кВ в ОАО «Липецкэнерго» составляет 8 лет.
В соответствии с п. 1.5 для ОАО «Липецкэнерго» распределение климатических факторов ($bэ$,Vo,Q) максимальное и следует использовать рисунки 7,8 и 9.

1. Предельное значение толщины стенки гололеда:

$$b^{П} = -\frac{d}{2} + \sqrt{\left(\frac{d}{2}\right)^2 + \frac{S\cdot 10^3}{\nu\cdot\pi}\cdot\left[\sigma_T^{П}\cdot\sqrt{\frac{24\cdot\varepsilon'}{l^2} + \left(\frac{\gamma_3}{\sigma_3}\right)^2} - \gamma_1\right]} \qquad \frac{d}{2} = \frac{11{,}4}{2} = 5{,}7мм;$$

по таблице 4 находим

$$\gamma_1 = 36{,}5\cdot 10^{-3}\,Н/м\cdot мм^2; \gamma_3 = 260\cdot 10^{-3}\,Н/м\cdot мм^2$$

$$\sigma^{П} = 0{,}8\sigma_{вр}$$

$$\sigma_{вр} = \frac{T_{разр}}{S} = \frac{24130}{79{,}3} = 304МПа$$

$T_{разр} = 24130Н$- по ГОСТ 839-80

$$\sigma^{П} = 0{,}8\cdot 304 = 243\ МПа$$

$$\sigma^{П} = \frac{1{,}4\cdot T^{р}}{S} = \frac{1{,}4\cdot 9000}{79{,}3} = 159МПа$$

Из двух значений $\sigma^{П}$ принимается наименьшее, т.е. $\sigma^{П} = 159$ МПа;
Так как время эксплуатации 8 лет, $\sigma_T^{П} = \sigma^{П} = 159$ МПа

$\sigma_3 = 0{,}9[\sigma]$ и не более $0{,}9\frac{T^{р}}{S}$;
$[\sigma] = 120МПа$ (таблица 2.5.7 ПУЭ седьмого издания)

$$\sigma_3 = 0{,}9\cdot 120 = 108МПа; \qquad \sigma_3 = 0{,}9\frac{9000}{79{,}3} = 102МПа$$

Из двух значений σ_3 принимается наименьшее, т.е. $\sigma_3 = 102МПа$

$$\varepsilon' = \varepsilon_{П} - \varepsilon_3$$

При $\sigma_T^{П} > \sigma_{тд}$

$$\varepsilon_{П} = \frac{\sigma_T^{П}}{F_1} - \frac{\sigma_{тд}}{F_1} + \frac{\sigma_{тд}}{F}$$

$\sigma_{тд}, F$ и F_1 принимаем по таблице 7

$$\varepsilon_{П} = \frac{159}{32{,}4\cdot 10^3} - \frac{158}{32{,}4\cdot 10^3} + \frac{158}{64{,}7\cdot 10^3} = 2{,}44\cdot 10^{-3}$$

$$\varepsilon_3 - \frac{\sigma_3}{F} = \frac{102}{64{,}7 \cdot 10^3} = 1{,}58 \cdot 10^{-3}$$

$$\varepsilon' = 2{,}44 \cdot 10^{-3} - 1{,}58 \cdot 10^{-3} = 0{,}86 \cdot 10^{-3}$$

$$b^{\Pi} = -5{,}7 + \sqrt{5{,}7^2 + \frac{79{,}3 \cdot 10^3}{9 \cdot 3{,}14} \cdot \left[159 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 0{,}86 \cdot 10^{-3}}{65^2} + \left(\frac{260 \cdot 10^{-3}}{102}\right)^2} - 36{,}5 \cdot 10^{-3}\right]} = 32 мм$$

По графику на рисунке 7 определяем t_b= 48 лет; P_b = 0,021

2 Предельное значение скорости ветра

$$V^{\Pi} = \sqrt{\frac{1{,}6 \cdot \left(M_T^{\Pi} - M_G\right)}{n \cdot l \cdot C_x^{\Pi} \cdot d \cdot \alpha_w \cdot H_2 \cdot 10^{-3} + 0{,}5\beta \cdot C_x^{o} \cdot F_{из} \cdot H}}$$

$$M_G = g \cdot \gamma_f \cdot \left[0{,}4G_1 \cdot f^{\Pi} + \left(G_2 + G_3\right) \cdot f_2^{\Pi}\right].$$

$$M_G = 9{,}81 \cdot 1{,}1 \cdot \left[0{,}4 \cdot 885 \cdot 0{,}84 + \left(100 + 0\right) \cdot 0{,}9\right] = 4180 Н \cdot м$$

$$f^{\Pi} = f \cdot \frac{M_T^{\Pi}}{M_{CT}}$$

по таблице 6 для стойки СВ105-5

$$f = 0{,}7 м \qquad f^{\Pi} = 0{,}7 \cdot \frac{60000}{50000} = 0{,}84 м$$

$M_T^{\Pi} = M^{\Pi} = 60000 Н \cdot м$ (при Т < 10 лет).

$$V^{\Pi} = \sqrt{\frac{1{,}6 \cdot (60000 - 4180)}{3 \cdot 65 \cdot 1{,}2 \cdot 11{,}4 \cdot 0{,}71 \cdot 8{,}4 \cdot 10^{-3} + 0{,}5 \cdot 1{,}8 \cdot 2{,}0 \cdot 1{,}7 \cdot 8{,}3}} = 46 м/с$$

По графику на рисунке 8 определяем t_v= 110лет; P_v = 0,009

3 Предельное значение ветровой нагрузки на провод при гололеде

$$Q^{\Pi} = \frac{\left(M_T^{\Pi} - M_G - n \cdot m_{\Gamma} \cdot l\right) \cdot C_x^{\Pi} \cdot \left(10 + 2 \cdot b_э\right)}{n \cdot l \cdot C_x^{\Pi} \cdot \left(10 + 2b_э\right) \cdot \alpha_w \cdot H_2 + 0{,}5 \cdot \beta \cdot C_x^{o} \cdot F_{из} \cdot H \cdot 10^3}$$

$$m_{\Gamma} = 34{,}7 \cdot b_э \cdot \left(d + b_э\right) \cdot f_2^{\Pi} \cdot 10^{-3}$$

$$f_2^{\Pi} = f_2 \cdot \frac{M_T^{\Pi}}{M_{CT}}, \qquad f_2 = f \cdot \frac{H_2}{H - h},$$

При отсутствии надставки принимаем
$f_2 = f = 0{,}7$ м (для СВ 105-5 по таблице 6)

$$f_2^{\Pi} = 0{,}7 \cdot \frac{60000}{50000} = 0{,}84 м$$

$$m_r = 34{,}7 \cdot 20 \cdot (11{,}4 + 20) \cdot 0{,}84 \cdot 10^{-3} = 18{,}3 Н$$

Для определения $\alpha_{wг}$ вычисляем $W_г$

$W_г = 0{,}25 \cdot W_o = 0{,}25 \cdot 500 = 125$ Па, но не менее 200 Па

Для $W_г = 200$ Па $\alpha_{wг} = 1{,}0$

$$Q'' = \frac{(60000 - 4180 - 3 \cdot 18{,}3 \cdot 65) \cdot 1{,}2 \cdot (10 + 2 \cdot 20)}{3 \cdot 65 \cdot 1{,}2 \cdot (10 + 2 \cdot 20) \cdot 1{,}0 \cdot 8{,}4 + 0{,}5 \cdot 1{,}8 \cdot 2{,}0 \cdot 1{,}7 \cdot 8{,}3 \cdot 10^3} = 25 Н/м$$

По графику на рисунке 9 определяем
$t_Q = 110$ *лет;* $P_Q = 0{,}009$
Вероятность отказов ВЛ
$P_R = P_b + P_V + P_Q = 0{,}021 + 0{,}009 + 0{,}009 = 0{,}039$
Средний период между отказами ВЛ
$t_R = 1/P_R = 1/0{,}039 = 25$ *лет*

5 Пример 2 расчета надежности механической части ВЛИ 0,38 кВ

Необходимо определить расчетный период t_R отказов на конкретной ВЛИ 0,38 кВ в ОАО «Башкирэнерго».

Исходные данные:

Климатические параметры

$W_o = 800$ *Па;* $b_э = 25$ *мм;* $Q = 13$ *Н/м*

Параметры ВЛИ

Промежуточные и анкерно-угловые опоры - по проекту ЛЭП 98.08.

Параметры промежуточной опоры П11:

$H = 7{,}3$ *м;* $H_2 = 7{,}0$ *м;* $F_{ст} = 1{,}24$ *м*^{2}; $G_1 = 575$ *кг;* $G_2 = 100$ *кг;* $G_3 = 0$.

Стойка СВ95-3; $M_{СТ} = 30000$ *Н·м;* $M_П = 1{,}2\ M_{СТ} = 36000$ *Н·м*

Провод СИП 3х70+1х95 (нулевая несущая жила СИП выполнена из термообработанного алюминиевого сплава);

диаметр жгута СИП $d = 41{,}0$ *мм;*

сечение нулевой несущей жилы $S = 92{,}4$ *мм*^{2}; $n = 1$; $l = 30$ *м;* $T^Р = 12500$ *Н.*

Коэффициенты

$C^o_x = 2{,}0$; $C^П_x = 1{,}1$; $\beta = 1{,}8$

Срок эксплуатации данной ВЛИ 0,38 кВ в ОАО «Башкирэнерго» составляет 5 лет.

В соответствии с п. 1.5. для ОАО «Башкирэнерго» распределение климатических факторов *(bэ,V0,Q)* максимальное и следует использовать рисунки 7,8 и 9.

1 Предельное значение толщины стенки гололеда:

$$b^{\Pi} = -\frac{d}{2} + \sqrt{\left(\frac{d}{2}\right)^2 + \frac{S \cdot 10^3}{\nu \cdot \pi} \cdot \left[\sigma_T^{\Pi} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \varepsilon'}{l^2} + \left(\frac{\gamma_3}{\sigma_3}\right)^2} - \gamma_1\right]}$$

$\frac{d}{2} = \frac{41,0}{2} = 20,5мм;$

по таблице 5 находим

$\gamma_1 = 120,7 \cdot 10^{-3} Н / м \cdot мм^2; \gamma_3 = 583 \cdot 10^{-3} Н / м \cdot мм^2$

$\sigma^{П} = 0,8\sigma_{ер}$

$\sigma_{ер} = \frac{T_{разр}}{S} = \frac{27900}{92,4} = 302МПа$

$T_{разр} = 27900Н$ - по ТУ 16.К-71-268-98

$\sigma^{П} = 0,8 \cdot 302 = 242МПа$

$\sigma^{П} = \frac{1,4 \cdot T^{Р}}{S} = \frac{1,4 \cdot 12500}{92,4} = 189МПа$

Из двух значений $\sigma^{П}$ принимается наименьшее, т.е. $\sigma^{П}$ = 189 МПа;

Так как время эксплуатации 5 лет, то $\sigma^{П}_{Т} = \sigma^{П}$ = 189 МПа

$\sigma_э$ принимается по монтажным таблицам проводов

$\sigma_э$ = 83,6 МПа

$\varepsilon^{I} = \varepsilon_{П} - \varepsilon_э$

При $\sigma^{П}_{Т} > \sigma_{тд}$

$\varepsilon_{П} = \frac{\sigma^{П}_{Т}}{F_1} - \frac{\sigma_{тд}}{F_1} + \frac{\sigma_{тд}}{F}$

$\sigma_{тд}, F$ и F_1 принимаем по таблице 7

$\varepsilon_{П} = \frac{189}{38,2 \cdot 10^3} - \frac{149}{38,2 \cdot 10^3} + \frac{149}{54,9 \cdot 10^3} = 3,8 \cdot 10^{-3}$

$\varepsilon_э = \frac{\sigma_э}{F} = \frac{83,6}{54,9 \cdot 10^3} = 1,52 \cdot 10^{-3}$

$\varepsilon^{I} = 3,8 \cdot 10^{-3} - 1,52 \cdot 10^{-3} = 2,28 \cdot 10^{-3}$

$$b^{П} = -20,5 + \sqrt{20,5^2 + \frac{92,4 \cdot 10^3}{9 \cdot 3,14} \cdot \left[189 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 2,28 \cdot 10^{-3}}{30^2} + \left(\frac{583 \cdot 10^{-3}}{83,6}\right)^2} - 120,7 \cdot 10^{-3}\right]} = 60мм$$

По графику на рисунке 7 определяем

t_b = 86 лет; $P_b = 0,0116$

Аналогично, по формуле (6) для $\alpha = 2,5$ и $\beta = 1,4$ по рисунку 7

$P_b = \left(\frac{\alpha}{b^{П}}\right)^{\beta} = \left(\frac{2,5}{60}\right)^{1,4} = 0,0116$

2 Предельное значение скорости ветра

$$V^{П} = \sqrt{\frac{1,6 \cdot \left(M^{П}_{Т} - M_G\right)}{n \cdot l \cdot C^{П}_{x} \cdot d \cdot \alpha_w \cdot H_2 \cdot 10^{-3} + 0,5\beta \cdot C^{o}_{x} \cdot F_{нт} \cdot H}}$$

$M_G = g \cdot \gamma_f \cdot \left[0,4G_1 \cdot f^{П} + (G_2 + G_3) \cdot f^{П}_2\right]$

$M_G = 9,81 \cdot 1,1 \cdot \left[0,4 \cdot 575 \cdot 0,72 + (100 + 0) \cdot 0,72\right] = 2564Н \cdot м$

$f^{П} = f \cdot \frac{M^{П}_{Т}}{M_{СТ}}$

по таблице 6 для стойки СВ95-3 $f = 0{,}6м$

$$f^{П} = 0{,}6 \cdot \frac{36000}{30000} = 0{,}72м \; ; \quad f_2^{\,П} = f^{П} = 0{,}72м$$

$M_T^{П} = M^{П} = 36000 Н \cdot м$ (при Т < 10 лет).

$$V^{П} = \sqrt{\frac{1{,}6 \cdot (36000 - 2564)}{1 \cdot 30 \cdot 1{,}1 \cdot 41{,}0 \cdot 0{,}7 \cdot 7{,}0 \cdot 10^{-3} + 0{,}5 \cdot 1{,}8 \cdot 2{,}0 \cdot 1{,}24 \cdot 7{,}3}} = 48м/с$$

По графику на рисунке 8 определяем t_v = *61 год;* P_v = *0,0167*

3 Предельное значение ветровой нагрузки на провод при гололеде

$$Q^{П} = \frac{\left(M_T^{П} - M_G - n \cdot m_Г \cdot l\right) \cdot C_x^{П} \cdot \left(10 + 2 \cdot b_э\right)}{n \cdot l \cdot C_x^{П} \cdot \left(10 + 2b_э\right) \cdot \alpha_{wт} \cdot H_2 + 0{,}5 \cdot \beta \cdot C_x^{o} \cdot F_{из} \cdot H \cdot 10^3}$$

$$m_Г = 34{,}7 \cdot b_э \cdot \left(d + b_э\right) \cdot f_2^{П} \cdot 10^{-3}$$

$$f_2^{П} = f_2 \cdot \frac{M_T^{П}}{M_{CT}}, \qquad f_2 = f \cdot \frac{H_2}{H - h},$$

При отсутствии надставки принимаем
$f_2 = f$ = 0,6 м (для СВ95-3 по таблице 6).

$$f_2^{П} = 0{,}6 \cdot \frac{36000}{30000} = 0{,}72м$$

$$m_Г = 34{,}7 \cdot 25 \cdot \left(41{,}0 + 25\right) \cdot 0{,}72 \cdot 10^{-3} = 41{,}2Н$$

Для определения $\alpha_{wг}$ вычисляем $W_Г$

$$W_Г = 0{,}25 \cdot W_o = 0{,}25 \cdot 800 = 200Па,$$

Для $W_Г$=200 Па $\alpha_{wг} = 1{,}0$

$$Q^{П} = \frac{\left(36000 - 2564 - 1 \cdot 41{,}2 \cdot 30\right) \cdot 1{,}1 \cdot \left(10 + 2 \cdot 25\right)}{1 \cdot 30 \cdot 1{,}1 \cdot \left(10 + 2 \cdot 25\right) \cdot 1{,}0 \cdot 7{,}0 + 0{,}5 \cdot 1{,}8 \cdot 2{,}0 \cdot 1{,}24 \cdot 7{,}3 \cdot 10^3} = 70Н/м$$

По графику на рисунке 9 определяем t_Q = 250 лет; P_Q = 0,004

Вероятность отказов ВЛ

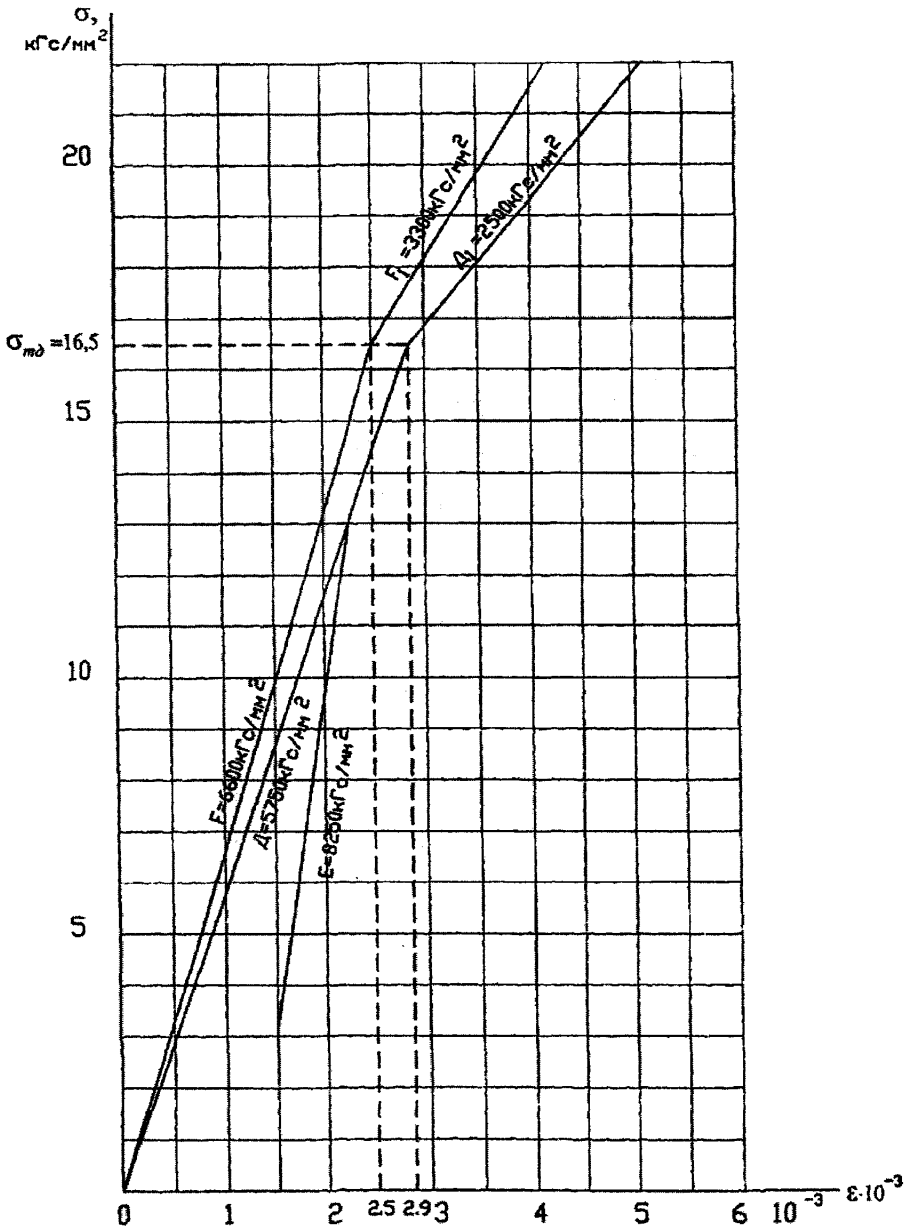
$P_R = P_b + P_V + Pq$ = 0,0116 + 0,0167 + 0,004 = 0,0323

Средний период между отказами ВЛ

$t_R = 1/P_R$ = 1/0,0323 = 31 год

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Вспомогательные материалы

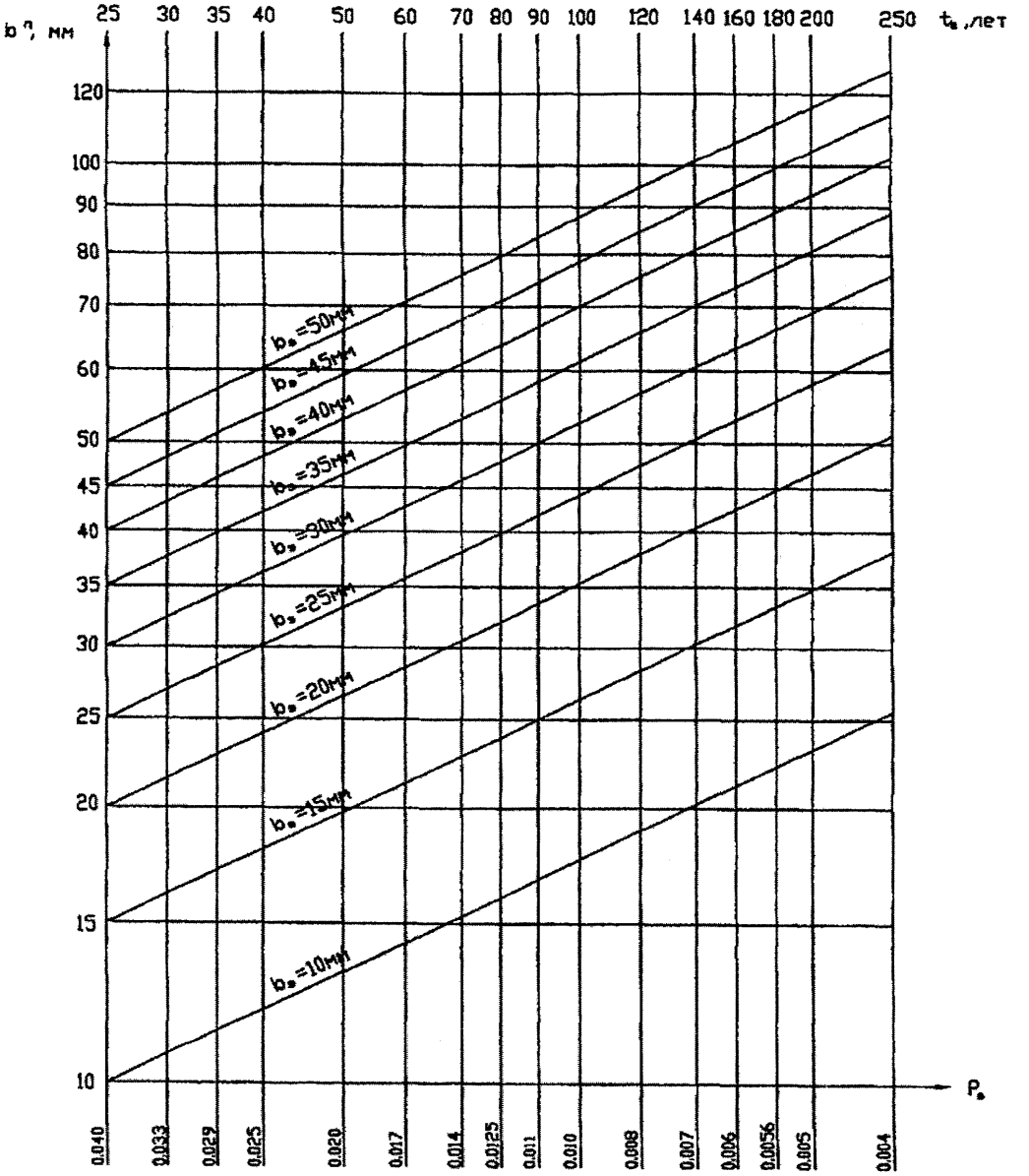


E - модуль растяжения по разгрузочной характеристике

F - модуль растяжения по характеристике первоначального растяжения

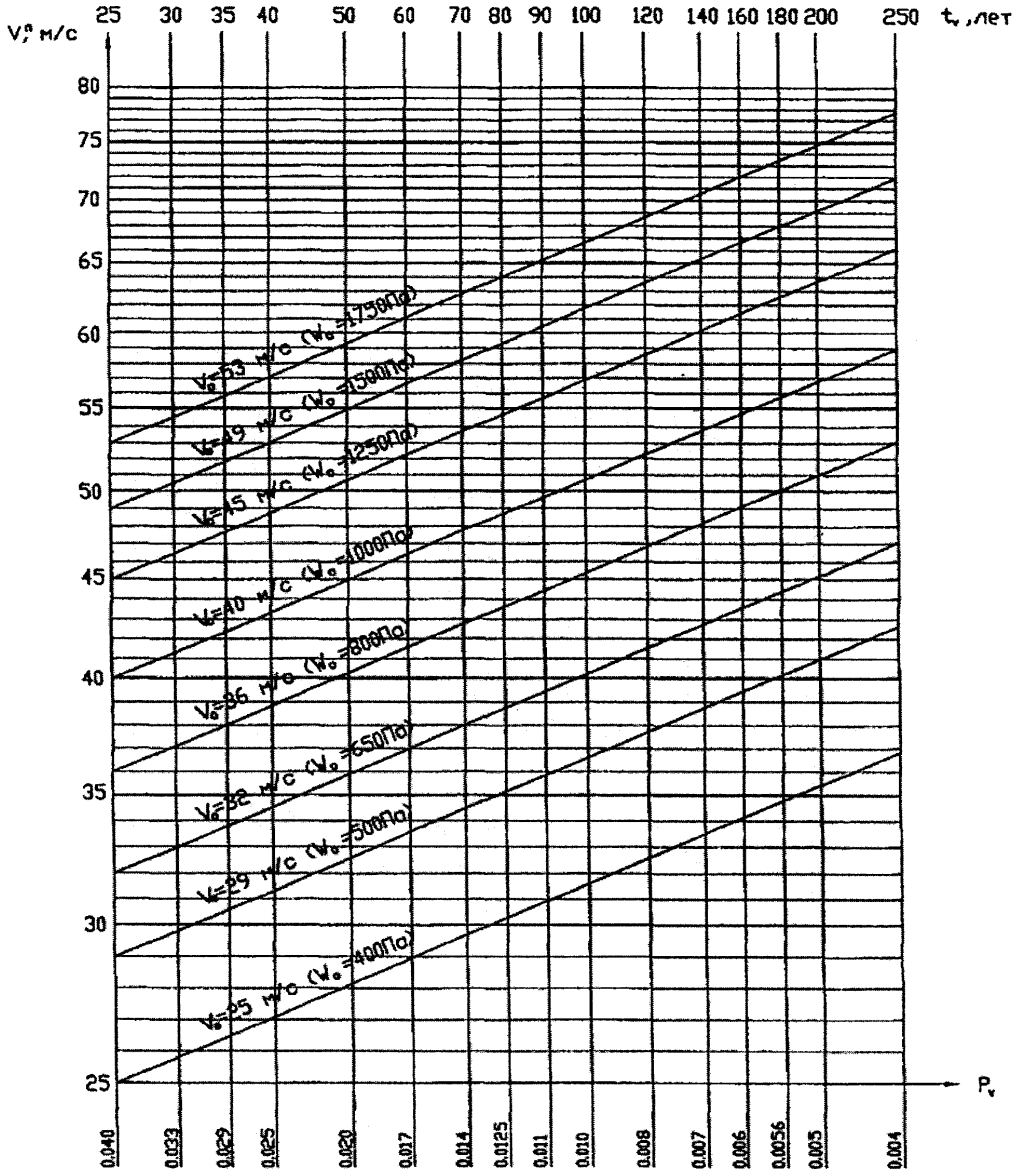
Д - модуль растяжения по характеристике предельного растяжения

Рисунок 3 - Характеристики растяжения проводов АС



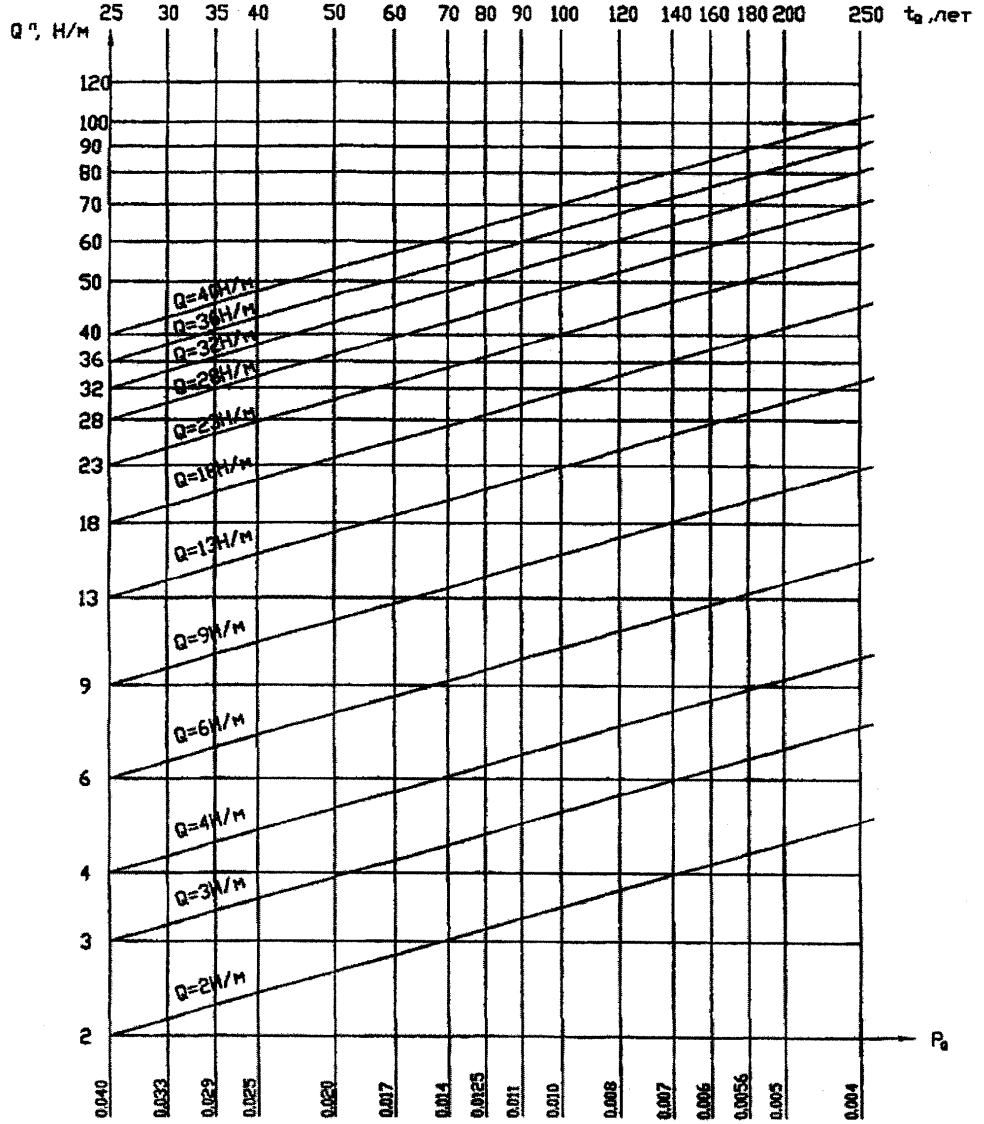
$b_э$, мм	10	15	20	25	30	35	40	45	50	$\beta_b = 2,45$
α_b	2,7	4,0	5,4	6,7	8,1	9,4	10,8	12,1	13,4	

Рисунок 4 - Средние распределения годовых максимумов толщин стенок гололеда, bэ, мм



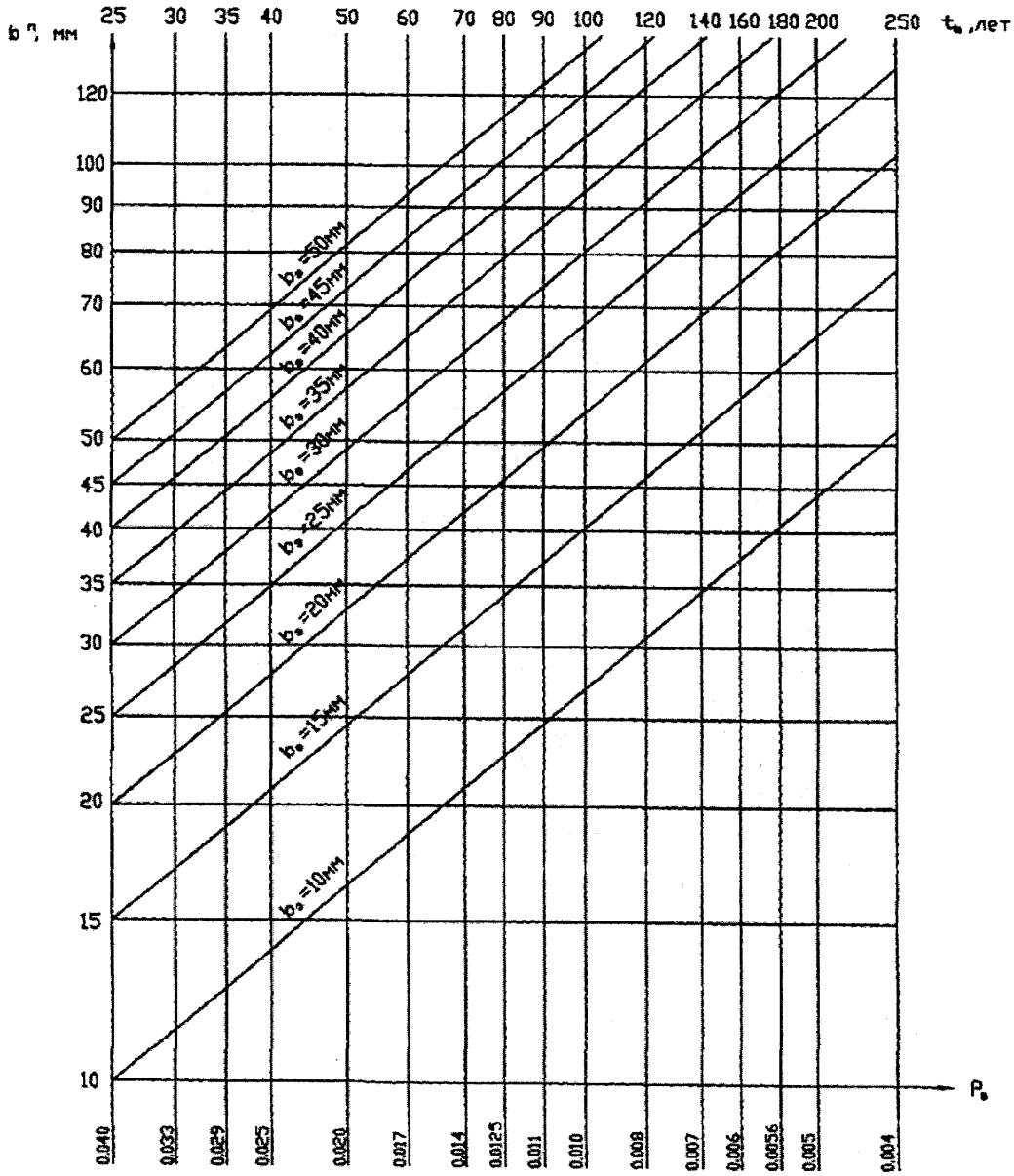
Vo, м/с	25	29	32	36	40	45	49	53	$\beta_v = 6,0$
α_v	14,6	17,0	18,7	21,1	23,4	26,3	28,7	31,0	

Рисунок 5 - Средние распределения годовых максимумов скоростей ветра, Vo, м/с



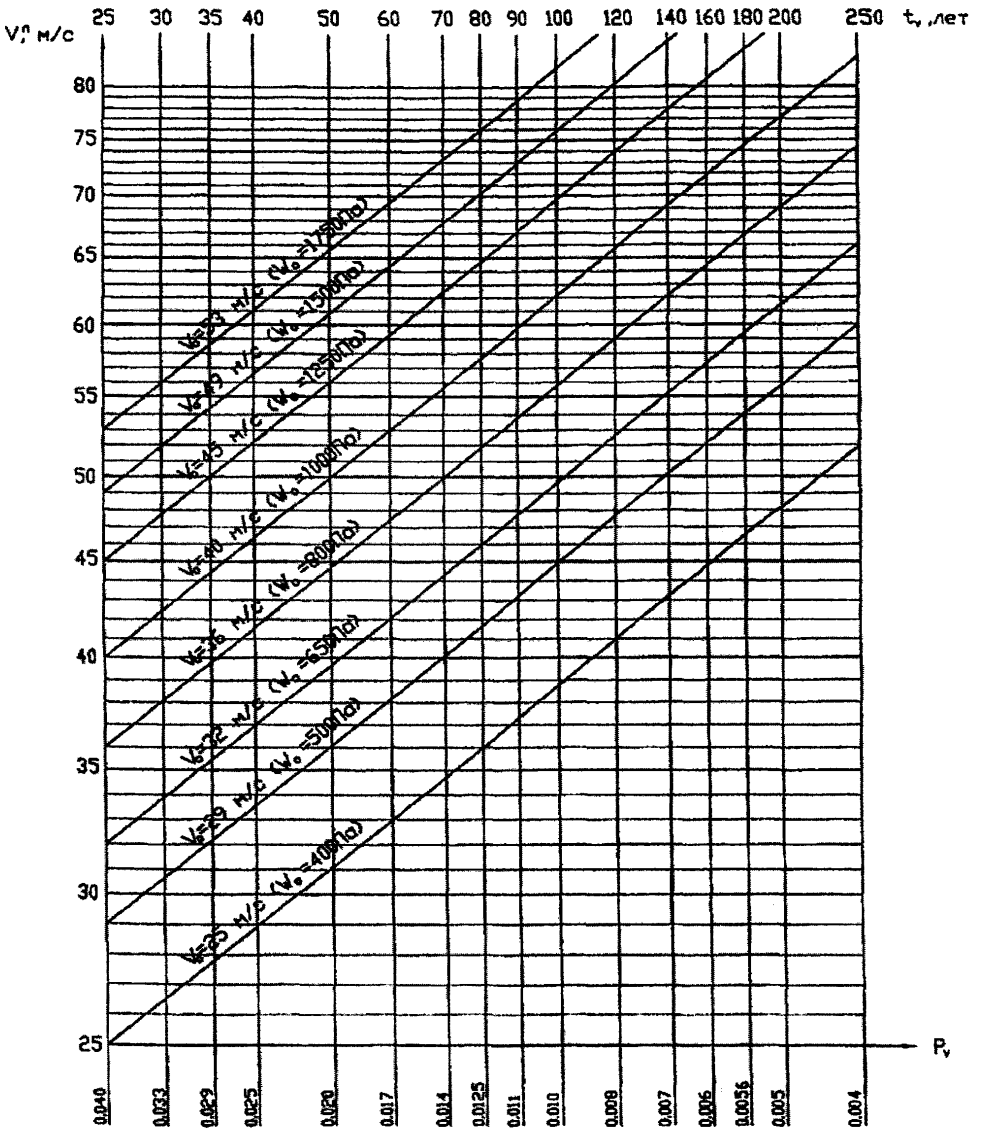
Q, Н/м	2	3	4	6	9	13	18	23	28	32	36	40	β_Q=2,45
α_Q	0,54	0,81	1,1	1,6	2,4	3,5	4,8	6,2	7,5	8,6	9,7	10,8	

Рисунок 6 - Средние распределения годовых максимумов ветровых нагрузок на провод, покрытый гололедом, Q, Н/м



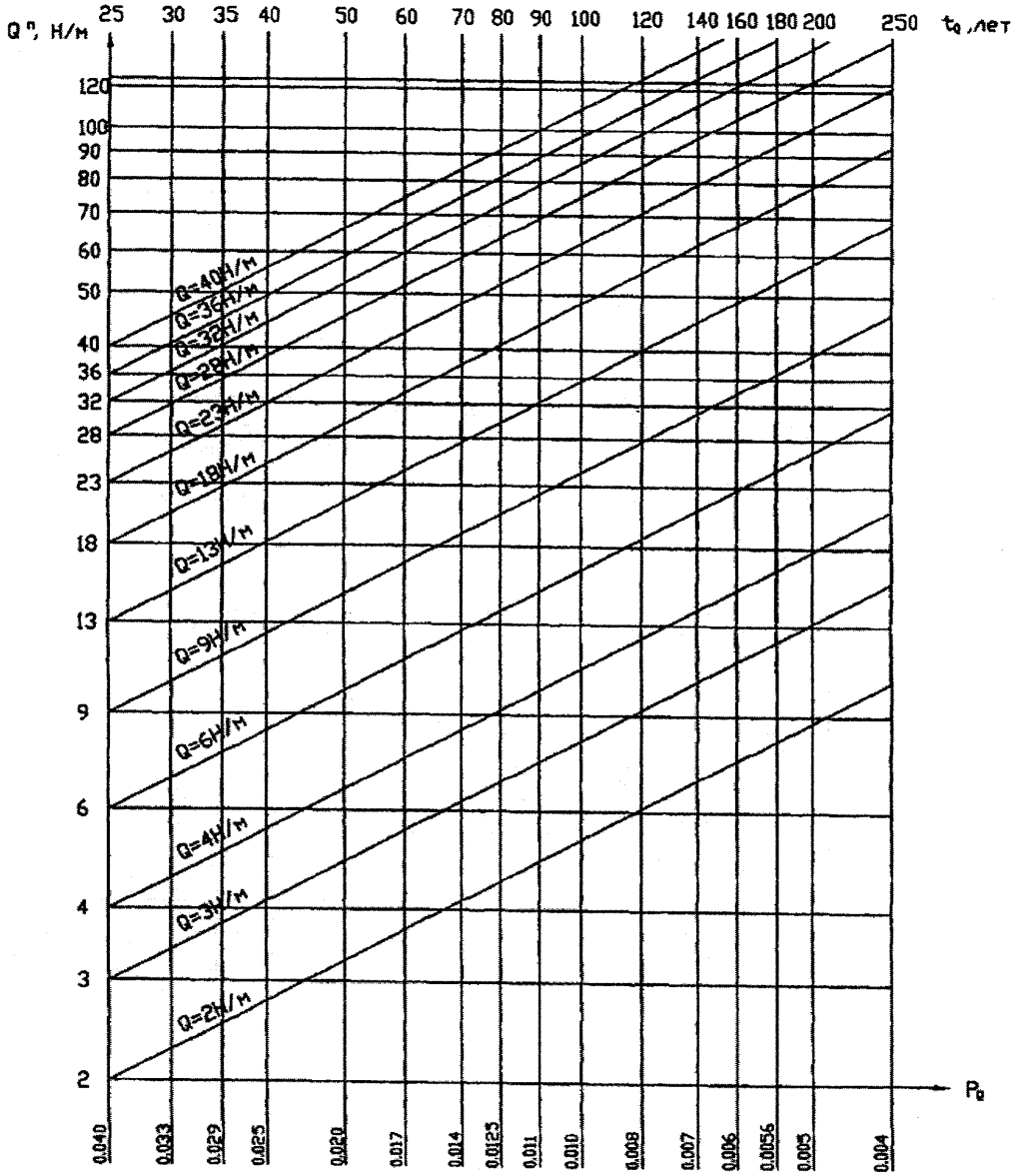
$b_э$, мм	10	15	20	25	30	35	40	45	50	β_b=1,4
$\alpha_э$	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	

Рисунок 7 - Максимальные распределения годовых максимумов толщин стенок гололеда, bэ, мм



V_o, м/с	25	29	32	36	40	45	49	53	β_V =3,2
α_v	9,1	10,2	11,6	13,2	14,6	16,5	17,9	19,4	

Рисунок 8 - Максимальные распределения годовых максимумов скоростей ветра, Vo, м/с



Q, Н/м	2	3	4	6	9	13	18	23	28	32	36	40	$\beta_Q = 1,4$
α_Q	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,3	1,8	2,3	2,8	3,2	3,6	4,0	

Рисунок 9 - Максимальные распределения годовых максимумов ветровых нагрузок на провод, покрытый гололедом, Q, Н/м

Таблица 1

Относительные удлинения проводов (ε)

Наименование параметра	Значение параметра							
Провода марки АС16/2,7-АС95/16								
σ, МПа	0	40	80	120	160	200	0,8 $\sigma_{вр}$ = 240	$\sigma_{вр}$ =300
$\varepsilon \cdot 10^3$ отн.ед	0	0,6	1,2	1,8	2,4	3,6	4,8	6,6
Провода марки А								
σ, МПа	0	20	40	60	80	100	0,8 $\sigma_{вр}$ = 120	$\sigma_{вр}$= 150
$\varepsilon \cdot 10^3$ отн.ед	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2,3	3,2	4,4
Провода марки АН								
σ, МПа	0	40	60	80	100	140	0,8 $\sigma_{вр}$ = 170	$\sigma_{вр}$=210
$\varepsilon \cdot 10^3$ отн.ед	0	0,7	1Д	1,4	1,8	2,8	3,6	4,7
Провода марки АЖ и СИП								
σ, МПа	0	40	80	120	160	200	0,8 $\sigma_{вр}$ = 230	$\sigma_{вр}$=290
$\varepsilon \cdot 10^3$ отн.ед	0	0,7	1,4	2,1	2,9	4,0	4,7	6,3

Таблица 2

Величины Q, Н/м, в различных районах по гололеду и ветру при отсутствии региональной карты Q

V_o, м/с	W_o, Па	Ветровая нагрузка на провод в гололедном режиме, Q, Н/м при $b_э$, мм								
		10	**15**	**20**	**25**	**30**	**35**	**40**	**45**	**50**
25	400	4	6	6	9	9	13	13	13	18
28	500	6	6	9	9	13	13	18	18	18
32	650	6	9	13	13	18	18	18	23	23
36	800	9	13	13	18	18	23	23	28	28
40	1000	9	13	18	18	23	28	28	36	36
45	1250	13	18	23	23	28	36	36	40	40
49	1500	18	18	23	28	36	36	40	40	40
53	1750	18	23	28	36	40	40	40	40	40

Таблица 3

Горизонтальные перемещения вершин опор ВЛ на базе железобетонных стоек при расчётных нагрузках

Марка типовой железобетонной стойки	*f*, м
СВ85-3	0,5
СВ95-2(3)	0,6
СВ105-3,6	0,6
СВ105-5	0,7
СВ110-3,5	0,7
СВ110-5	0,8
С112-1	0,8
С112-2	0,8
СНВ-7-13	0,9
СВ164-12	1,4

Примечание: Горизонтальные перемещения вершин опор ВЛ приняты на основании расчетов, подтвержденных результатами испытаний ОАО «Фирма ОРГРЭС».

Таблица 4

Характеристики типовых железобетонных стоек опор ВЛ

Марка стойки	M_{CT}, Н·м	G_1, кг			F_{cm}, м²			Размеры поперечного сечения стоек, мм
		H_1, м (см. рисунок 2)						
		2,0	2,5	3,0	2,0	2,5	3,0	
СВ105-3,6	36 000	910	850	790	1,74	1,64	1,54	205 / 190 (280) / 175
СВ105-5	50 000							
СВ110-3,5	35 000	850	800	740	1,64	1,57	1,48	185 / 165 (280) / 170
СВ110-5	50 000							
С112-1	60 000	1150	1075	975	2,1	1,93	1,8	175(295) / 170 (310) / 165(280)
С112-2	50 000	1000	925	850	1,9	1,76	1,65	175(245) / 170 (285) / 165(225)
СНВ-7-13	74 000	1550	1480	1405	2,6	2,5	2,35	235 / 220 (310) / 205
СВ164-12	120 000	-	2715	2620	-	4,2	4,0	210(390) / 200 (380) / 190(370)
СВ95-2	20 000	575	-	-	1,24	-	-	165 / 165 (240) / 150
СВ95-3	30 000							
СВ85-3	30 000	485	-	-	1,1	-	-	165 / 165 (230) / 150

Таблица 5

Удельные нагрузки на неизолированные и защищенные провода $\gamma_1 \cdot 10^3$ и $\gamma_3 \cdot 10^3$, Н / м·мм^2

Марка провода	γ_1	γ_3 при b_3, в мм								
		10	15	20	25	30	35	40	45	50
А16, АН16, АЖ16	28,4	297	564	921	1366	1900	2523	3235	4035	4925
А25, АН25, АЖ25	28,7	215	393	628	920	1268	1673	2135	2654	3229
А35, АН35, АЖ35	28,8	173	307	482	698	956	1254	1594	1975	2398
А50, АН50, АЖ50	28,6	137	234	360	514	697	908	1148	1416	1713
А70, АН70	28,6	113	186	279	393	527	681	856	1051	1266
А95	28,6	97	154	226	314	417	535	668	817	981
А120	28,8	87	134	193	264	348	443	551	670	802
АС16/2,7	36,5	272	504	811	1193	1651	2185	2794	3479	4240
АС25/4,2	36,3	201	356	560	812	1113	1463	1861	2308	2804
АС35/6,2	36,1	157	267	409	584	792	1033	1307	1614	1953
АС50/8,0	36,4	135	222	334	471	633	821	1033	1271	1534
АС70/11	36,5	113	178	260	361	479	615	769	941	1131
АС95/16	36,3	96	145	206	281	368	467	580	705	842
ПСО4	82,5	397	722	1159	1709	2370	3144	4030	5028	6138
ПСО5	82,6	299	515	804	1164	1597	2101	2678	3327	4048
СИП-3(SAX)50	48,3	177	285	421	585	778	1000	1250	1529	1836
СИП-3(SAX)70	43,9	143	223	324	445	586	748	930	1133	1356
СИП-3(SAX)95	41,5	121	184	262	355	464	588	727	881	1051

Примечание: Удельные нагрузки γ_1 и γ_3 рассчитаны при условии $\gamma_{пг} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 1{,}0$

Таблица 6

Удельные нагрузки на самонесущие изолированные провода $\gamma_1 \cdot 10^3$ и $\gamma_3 \cdot 10^3$, Н / м·мм^2

Сечение жил СИП	γ_1	γ_3 при b_3 в мм								
		10	15	20	25	30	35	40	45	50
3х16+1х25	115,5	445	694	1001	1364	1784	2261	2794	3384	4031
3х25+1х35+1х25	156,7	441	645	890	1176	1504	1873	2282	2734	3226
3х25+1х35	125,2	394	590	827	1106	1425	1786	2188	2632	3116
3х35+1х50+1х35	150,0	372	526	708	919	1159	1427	1723	2049	2402
3х35+1х50+1х25	141,9	357	507	685	893	1128	1393	1686	2007	2357
3х35+1х50	120,1	328	475	650	854	1086	1347	1636	1954	2301
3х35+1х35	131,6	448	692	992	1349	1762	2233	2760	3344	3985
3х50+1х70+1х35	138,8	312	429	567	725	903	1102	1321	1561	1821
3х50+1х70+1х25	133,0	300	414	549	704	879	1075	1291	1528	1785
3х50+1х70	117,4	280	391	524	678	849	1042	1256	1490	1745
3х70+1х95+1х35	136,7	278	372	480	605	744	899	1069	1254	1455
3х70+1х95+1х25	132,4	271	364	471	594	732	886	1055	1239	1438
3х70+1х95	120,7	260	352	460	583	721	874	1043	1227	1427
3х95+1х95+1х35	162,4	314	413	527	656	801	961	1136	1327	1533
3х95+1х95+1х25	158,0	310	408	523	652	797	957	1132	1322	1528
3х95+1х95	146,3	298	397	511	640	785	945	1120	1311	1516
3х120+1х95+1х35	189,1	352	456	576	711	861	1026	1207	1403	1614
3х120+1х95+1х25	184,8	347	452	571	706	856	1022	1203	1399	1610
3х120+1х95	173,1	336	440	560	695	845	1010	1191	1387	1598

Примечание: Удельные нагрузки γ_1 и γ_3 рассчитаны при условии $\gamma_{пг} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 1{,}0$

Таблица 7

Физико-механические характеристики проводов и тросов

Материал, марка провода	Температурный коэффициент линейного удлинения, α^0, C^{-1}	Значения параметров растяжения проводов, МПа (кГс/мм)					
		модуль упругости, Е	модуль первоначального растяжения до точки изгиба, F	модуль первоначального растяжения после точки изгиба F_1	модуль предельного растяжения до точки изгиба, Д	модуль предельного растяжения после точки изгиба $Д_1$	Напряжение в точке изгиба, σ_m
Алюминиевые всех сечений, А в т.ч. СИП-4	$23,0x10^{-6}$	$62,0x10^3$ ($6,30x10^3$)	$49,0x10^3$ ($5,00x10^3$)	$24,0x10^3$ ($2,45x10^3$)	$32,4x10^3$ ($3,30x10^3$)	$12,7x10^3$ ($1,30x10^3$)	82 (8,4)
Сталеалюминивые с отнош. А: С 6,28-6,0; нес. жила СИП	$19,2x10^{-6}$	$81,0x10^3$ ($8,25x10^3$)	$64,7x10^3$ ($6,60x10^3$)	$32,4x10^3$ ($3,30x10^3$)	$56,4x10^3$ ($5,75x10^3$)	$24,5x10^3$ ($2,50x10^3$)	158 (16,5)
Из нетермообработанного алюминиевого сплава, АН	$23,0x10^{-6}$	$62,0x10^3$ ($6,3x10^3$)	$54,9x10^3$ ($5,6x10^3$)	$36,3x10^3$ ($3,7x10^3$)	$45,1x10^3$ ($4,6x10^3$)	$25,5x10^3$ ($2,6x10^3$)	102 (10,4)
Из термообработанного алюминиевого сплава, АЖ несущая жила СИП	$23,0x10^{-6}$	$62,0x10^3$ ($6,3x10^3$)	$54,9x10^3$ ($5,6x10^3$)	$38,2x10^3$ ($3,9x10^3$)	$45,1x10^3$ ($4,6x10^3$)	$37,3x10^3$ ($3,8x10^3$)	149 (15,2)
Стальные канаты, ТК	$12,0x10^{-6}$	$181,5x10^3$ ($18,5x10^3$)	$171,5x10^3$ ($17,5x10^3$)	$112,8x10^3$ ($11,5x10^3$)	-	-	785 (80,0)
Стальные провода, ПС	$12,0x10^{-6}$	$196,0x10^3$ ($20,0x10^3$)	$181,4x10^3$ ($18,5x10^3$)	$125,5x10^3$ ($12,8x10^3$)	-	-	324 (33,0)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень документов, на которые даны ссылки в Методических указаниях

СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия.

СНиП П-23-81 Стальные конструкции.

СНиП П-25-80 Деревянные конструкции. ГОСТ 20022 Защита древесины.

ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия.

ТУ 16.К 71-268-98 Провода самонесущие изолированные типа «Аврора».

По вопросам информации, публикуемой в РУМ, а также их заказа следует обращаться по телефонам: (499) 374-71-00, 374-66-09, 374-66-55; (495) 727-19-09 (доб. 12-66)
по факсу: (499) 374-66-08

Подписано в печать «03» 07 2014 года

Директор по испытаниям и аттестации В.В. Бойков

Ответственный за выпуск А.Н. Жулёв

Формат

Учетн.-изд. лист 10.6

Тираж 250 экз. Зак. №

ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

115201, Москва, Каширское шоссе, 22, корп.3

Телефон: (499) 374-71-00, 374-66-09, (495)727-19-09 доб. 12-66

Факс: (499) 374-66-08

gost.e-ecolog.ru