

## Глава 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

### 2.1. Атмосферные воздействия и влияние климатических условий на воздушные линии электропередачи

#### 2.1.1. Общие сведения

Воздушные линии электропередачи сооружаются на открытой местности и, естественно, подвергаются различным атмосферным воздействиям, которые в зависимости от географического расположения местности проявляются в разных степенях. Условия работы воздушных линий электропередачи во многом зависят от климатических условий, поэтому именно климатические условия положены в основу их проектирования.

#### 2.1.2. Влияние температуры воздуха

Температура воздуха влияет на степень натяжения либо провисания провода воздушной линии. Для процесса проектирования важное значение имеют максимальная (абсолютная наивысшая), минимальная (абсолютная наинизшая), среднегодовая температуры, а также температура, при которой образуются гололедные отложения на проводах воздушных линий. Все вышеперечисленные виды температур наблюдаются отдельно для каждого климатического района страны на метеорологических станциях. Далее по собранным статистическим сведениям создаются карты распределения температур [13].

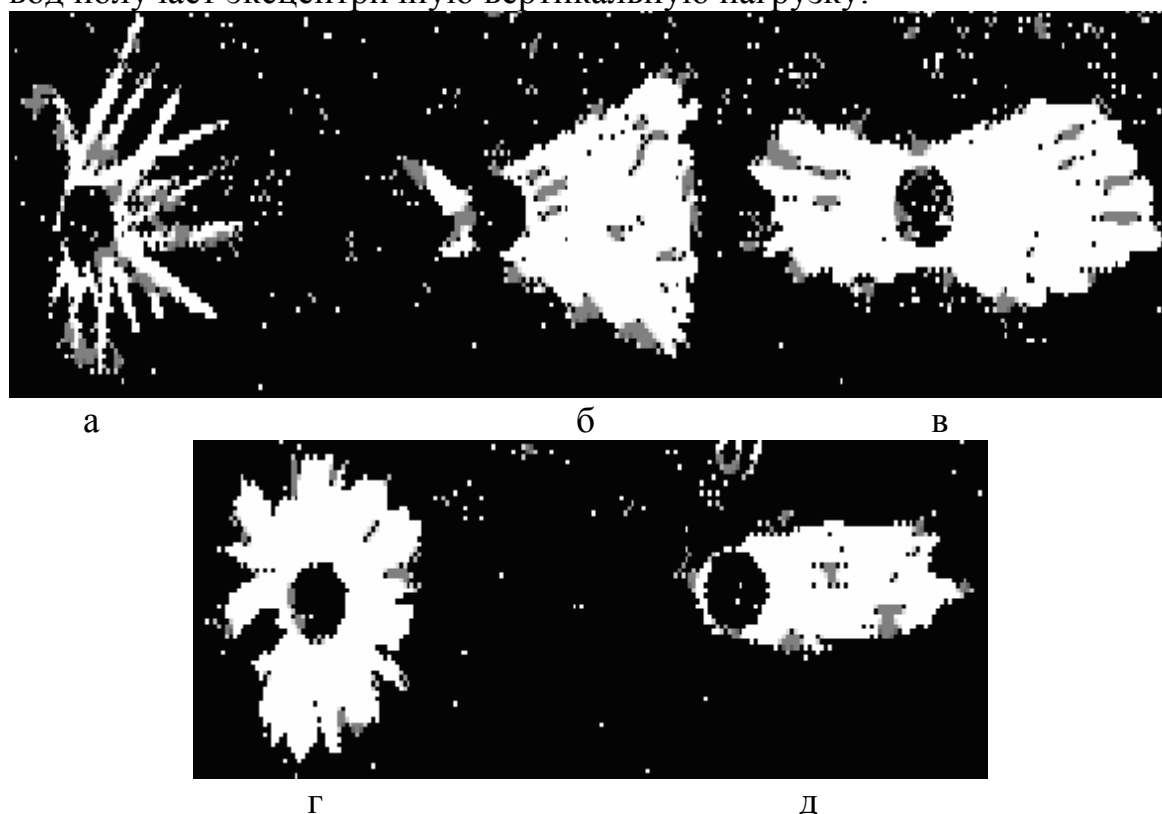
#### 2.1.3. Виды гололедно-изморозевых образований и их влияние на воздушные линии электропередачи

К числу гололедно-изморозевых образований относятся иней, кристаллическая или зернистая изморозь, гололед и смешанные образования [3, 11].

*Иней и кристаллическая изморозь* образуются в процессе перехода водяного пара в ледяные кристаллы. Для проводов воздушных линий не представляют существенной нагрузки и не влияют на механическую прочность.

*Зернистая изморозь* (рис. 2.1) представляет собой матово-белый снеговидный осадок из примерзших друг к другу ледяных зерен. Такой

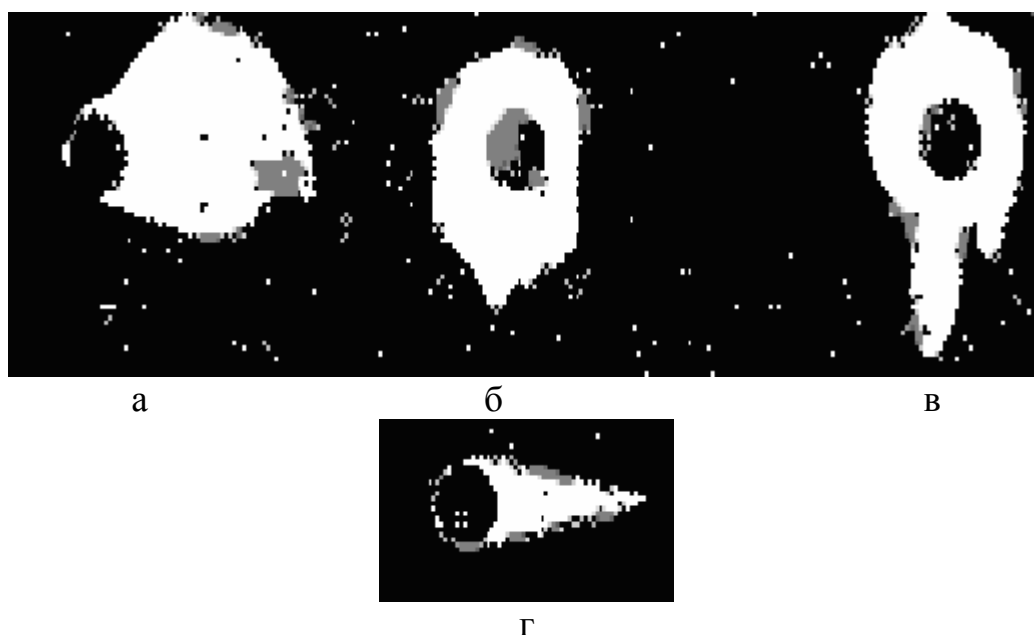
вид изморози образуется с наветренной стороны провода, поэтому провод получает эксцентричную вертикальную нагрузку.



*Рис. 2.1. Зернистая изморозь: а – иглообразная; б, в, г – веерообразная; д – пластинчатая*

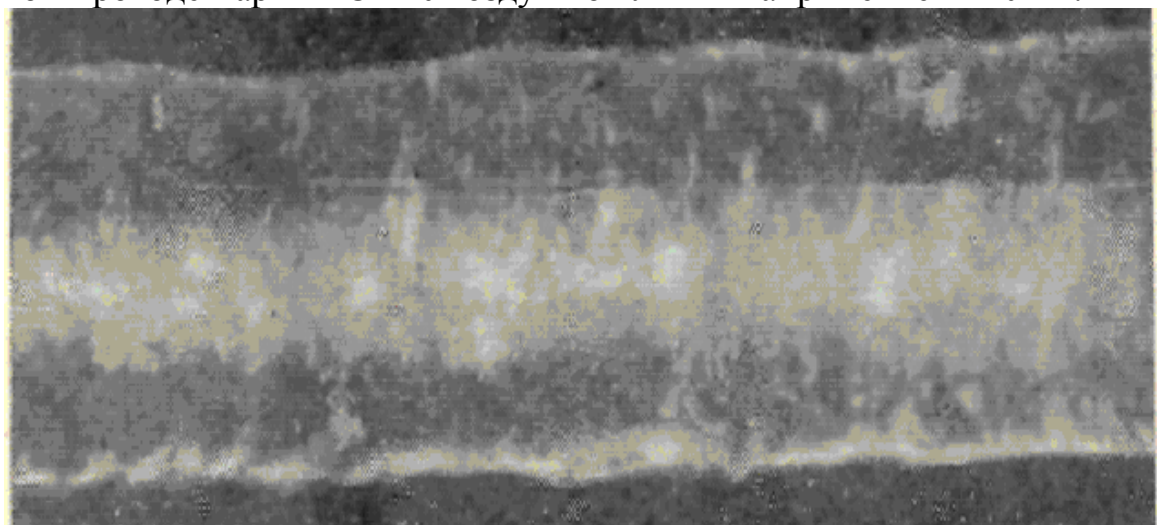
Зернистая изморозь способствует закручиванию провода, прочно сцепляется с ним и своими размерами увеличивает парусность провода, что при поперечном ветре приводит к дополнительным нагрузкам на опоры и провода воздушных линий. Время нарастания изморози в среднем меньше суток, а продолжительность нахождения изморози на проводах может достигать 10 сут и более.

**Гололед** – это плотно намерзший лед стекловидного однородного строения (рис. 2.2). Образование гололеда происходит в морозную погоду при температуре воздуха в приземном слое от  $-0,5$  до  $-5^{\circ}\text{C}$ , реже при  $-10^{\circ}\text{C}$ . Причиной возникновения гололеда является намерзание переохлажденных капель воды, выпадающих при моросях и дождях и при крупнокапельном тумане. Ледяная корка плотно сцепляется с проводом воздушной линии. В случае несимметричного образования гололед вызывает закручивание провода, а при большой толщине стенки гололеда его вес может во много раз превысить вес самого провода.



*Рис. 2.2. Гололед: а – овалообразный; б – футляр; в – волнистый; г – гребнеобразный*

На рис. 2.3 показан гололед, образовавшийся на сталеалюминиевом проводе марки АС-120 воздушной линии напряжением 110 кВ.



*Рис. 2.3. Стекловидный футлярообразный гололед на проводе АС-120*

Образование такого гололеда с последующим увеличением скорости ветра послужило причиной разрушения опоры (рис. 2.4).



*Рис. 2.4. Поломка опоры под действием гололеда и ветра*

Излом ствола этой опоры произошел в верхней части под траверсой первого яруса проводов.

**Мокрый снег** (рис. 2.5) выпадает при плюсовой температуре и, если погода безветренная, оседает на проводах, покрывая их большим слоем.



*Рис. 2.5. Отложения мокрого снега на проводах*

Если температура воздуха понизится и перейдет к отрицательным значениям, то налипший на проводе влажный снег начнет замерзать, его структура станет кристаллической и образуется прочное сцепление с проводом. Такой снег при ветре уже не опадет.

**Сложное отложение (смесь)** – это гололед с последующим нарастанием изморози или наоборот – изморози с нарастанием гололеда (рис. 2.6).

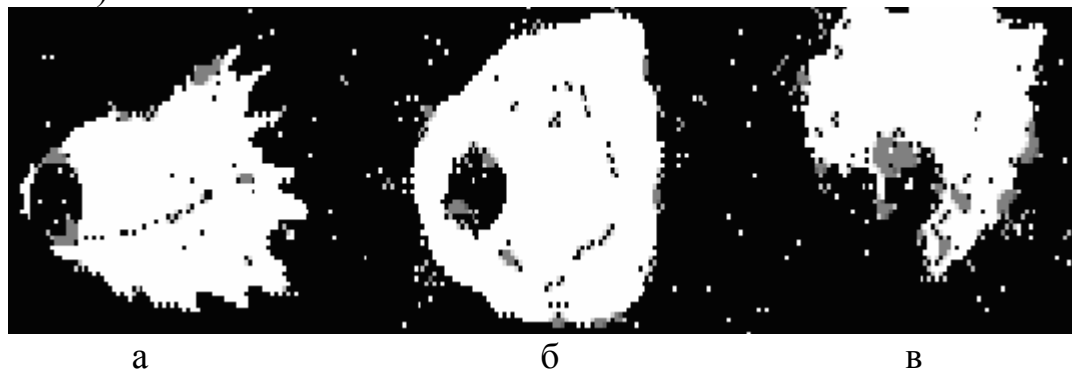


Рис. 2.6. Сложные отложения: а – зернистая изморозь на гололеде; б – гололед на зернистой изморози; в – замерзшие отложения мокрого снега

Сложные отложения могут иметь большую толщину и большой вес. Нарастание такого вида отложений происходит в течение нескольких суток, а нахождение их на проводах в некоторых районах отмечалось до 40 сут.

В действующих Правилах Устройства Электроустановок все виды обледенений проводов объединены под общим названием гололеда. При этом подразумевают любой вид обледенения, приведенный к чистому гололеду круглой цилиндрической формы.

В результате систематической обработки и анализа многочисленных материалов метеостанций и данных наблюдений на работающих воздушных линиях электропередачи составлены карты расчетных гололедных районов, которые являются ценным пособием при проектировании электрических сетей и линий, особенно большой длины [13].

#### **2.1.4. Электроплавление гололеда на проводах воздушных линий**

Методы борьбы с гололедом заключаются в увеличении тока, протекающего по проводам воздушных линий и нагреве их до тех пор, пока в гололедном цилиндре не образуется канавка и он не упадет на землю [6, 14].

Существует несколько способов борьбы с гололедом:

**Способ 1.** Метод плавки гололеда токами короткого замыкания, при котором все три фазы в конце линии или участка закорачиваются, и линия подключается с помощью перемычек к шинам подстанции с напряжением ниже, чем основное.

**Способ 2.** Метод плавки гололеда с помощью встречного включения фаз линии, при котором линия со стороны конечных подстанций подключается к разноименным фазам так, что сдвиг по напряжению по концам каждого провода составляет  $120^\circ$ .

**Способ 3.** Метод наложения, при применении которого на рабочий ток линии накладывается ток от постороннего источника. При данном способе производится пофазная плавка гололеда без отключения потребителей. На приемном конце заземляется одна фаза линии, на питающем конце к этой фазе присоединяют один из выводов 6 – 10 кВ обмотки трансформатора подстанции. Другой конец обмотки заземляется. Таким образом, создается короткозамкнутый контур через одну фазу линии и землю. Недостатком метода является увеличение в  $\sqrt{3}$  раз напряжения двух других фаз.

**Способ 4.** Метод перераспределения потоков мощности в сети, который заключается в таком отключении части параллельных линий, разделении колец, переводе дополнительных потребителей на линию с гололедом, чтобы по выбранной линии существенно увеличился ток.

### **2.1.5. Влияние ветра на провода воздушных линий электропередачи**

Воздушные линии электропередачи являются наземными сооружениями, поэтому для них главную помеху представляет горизонтальная слагающая ветра. Именно направление и скорость горизонтальной слагающей регистрируются и в дальнейшем принимаются в качестве исходных данных при определении расчетных горизонтальных нагрузок. Непосредственным влиянием ветра на работу воздушной линии является его давление на провода, тросы и опоры. Это давление может вызвать поломку и падение опор с вырыванием недостаточно прочно укрепленных в грунте фундаментов (рис. 2.7). Ветровая нагрузка характеризуется скоростным напором ветра  $Q_n$ . Многолетние наблюдения за режимом ветра на всей территории России и союза независимых государств позволили провести разделение на семь ветровых районов, которые различаются величинами максимальных скоростных напоров и составить карты ветровых районов [13].



*Рис. 2.7. Падение опоры при ураганном ветре*

## **2.2. Возникновение вибрации и пляски проводов**

Все вышерассмотренные нагрузки от гололеда и ветра принято называть статическими, но при некоторых условиях, ветер может вызывать колебательные движения проводов и тросов, создающие динамические усилия. К таким процессам относят вибрацию и пляску проводов [3, 6, 11].

### **2.2.1. Вибрация проводов**

Вибрацией провода называют периодические колебания провода в вертикальной плоскости с большой частотой и малой амплитудой. Такие колебания обычно наблюдаются при относительно слабом ветре – от 0,5–0,8 до 3–8 м/с и отсутствии на проводах гололедно-изморозевых отложений. Направление ветра при вибрации по отношению к оси линии может быть различным. По данным наблюдений, устойчивая вибрация бывает при направлениях ветра под углом  $45^\circ - 90^\circ$  к оси линии. Опыт эксплуатации показывает, что вибрации наиболее подвержены провода, расположенные высоко над землей и в открытой ровной местности, когда равномерное движение воздушного потока не нарушается рельефом или наземными препятствиями. Кроме того, вероятность возникновения вибрации увеличивается с увеличением длины пролёта (для пролётов более 120 м). Особенно опасна вибрация проводов при переходах через реки и водные пространства с пролётами более 500 м. Опасность вибрации заключается в обрывах отдельных проволок

на участках их выходов из зажимов, однако разрушение наступает лишь в том случае, когда результирующие механические напряжения в проводе (статические и динамические) оказываются больше предела усталости металла. Вибрацию можно сгладить двумя путями: без специальных мер защиты и с применением специальных средств.

Для исключения опасности вибрации без специальных мер защиты необходимо соблюсти условия, при которых величина напряжения в проводе при вибрации не превзойдет предела усталости материала в проводе при длительной работе линии электропередачи при среднеэксплуатационных условиях.

Для защиты проводов от повреждений, вызываемых вибрацией, существуют различные средства, которые применяют наряду с ограничением напряжения. Основные способы борьбы следующие:

**Усиление провода** в местах подвески в поддерживающих зажимах путем обмотки армирующими прутками. Обмотанный такими прутками провод получает конусообразную форму и его сопротивление изгибу увеличивается по мере приближения к зажиму.

**Установка на проводах гасителей вибрации** (рис. 2.8).



*Рис. 2.8. Виброгасители*

Виброгаситель обладает свойством противодействовать колебаниям, вызываемым вибрацией и уменьшать амплитуду колебаний до безопасных пределов, поэтому данный способ защиты является наиболее эффективным. Виброгасители устанавливают на проводах с двух концов пролёта. В пролётах больших переходов в случае подвески провода с применением роликовых зажимов устанавливают виброгасители особой конструкции (гасители сбрасывающегося типа), которые в случае

обрыва провода сбрасываются и дают возможность проводу свободно проскользнуть по роликам.

**Установка гасителей петлевого типа** – демпфирующих петель, которые подвешиваются под зажимом в виде петли длиной 1,0 – 1,35 м и изготавливаются из провода того же сечения.

### **2.2.2. Пляска проводов**

Пляска проводов является вторым опасным для воздушных линий электропередачи явлением, связанным с колебательным процессом. Пляска проводов возникает при сочетании порывистого ветра со скоростью 5 – 20 м/с под углом 30 – 70° к оси линии. В отличие от вибрации пляска проводов характеризуется малой частотой, но большой амплитудой колебаний.

Пляска проводов приводит к схлестыванию проводов, вызывает значительные динамические усилия в линейной арматуре и в траверсах опор, иногда наблюдается повреждение линейной арматуры, изоляторов, перекося или сброс распорок, а также заброс подвесных гирлянд на траверсы. Последствия пляски проводов могут вывести воздушную линию из работы на длительное время.

Меры борьбы с пляской могут быть направлены на ее ослабление или предотвращение – активные меры, а также на уменьшение вероятности схлестывания проводов или касания проводами частей опор – пассивные меры.

К активным мерам относятся устройства, способствующие успокоению колебаний (установка демпферов) и плавка гололеда электрическим током.

К пассивным мерам относится конструктивное выполнение опор с большим разносом проводов по вертикали, с увеличенным горизонтальным смещением проводов разных ярусов.

### **2.3. Расчетные условия. Нагрузки на провода и тросы**

Выбор расчетных климатических условий для воздушных линий, сооружаемых на территории России, производится с использованием карт районирования территории по гололеду и ветру [13].

Провода и тросы, подвешенные на опорах воздушных линий электропередачи, находятся под постоянным действием равномерно распределенной по длине статической нагрузки от собственного веса. Кроме того, на них могут действовать дополнительные нагрузки – вертикальная от гололеда и горизонтальная от ветра.

Вертикальная нагрузка от веса гололеда обычно вызывает наибольшие усилия в проводах, действует не постоянно, а при неблагоприятных атмосферных условиях. Она может существовать длительное время, поэтому ее считают основной при расчете проводов. Распределение гололеда по проводу не бывает строго равномерным. Учесть неравномерность не представляется возможным, поэтому такую нагрузку считают равномерно распределенной по длине провода.

Горизонтальная нагрузка от ветра, так же, как и нагрузка от гололеда, вызывает большие усилия в проводе, поэтому учитывается в расчетах. Неравномерность скоростного напора по длине пролёта учитывается коэффициентом неравномерности  $\alpha$ .

Равномерно распределенная нагрузка в килограммах, отнесенная к 1 м длины провода, называется единичной нагрузкой и выражается в кг/м [3, 11, 13].

#### **Единичная нагрузка от собственного веса провода $p_1$**

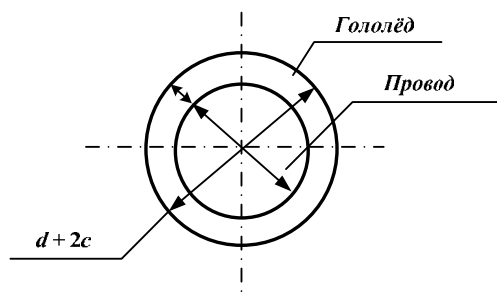
Для вычисления нагрузки  $p_1$  пользуются данными о массе (весе) провода из действующих стандартов или технических условий, где обычно указывается вес провода в килограммах на один километр [6, стр. 53–57, табл. 1.47–1.52 и стр. 60–63, табл. 1.58–1.63]. Для получения единичной нагрузки от собственного веса провода в килограммах на один метр следует массу или вес, указанный в стандарте, умножить на  $10^{-3}$ , тогда единичная нагрузка от собственного веса провода может быть вычислена по формуле:

$$p_1 = M_{\text{п}} \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (2.1)$$

где  $M_{\text{п}}$  – масса (вес) провода, кг.

#### **Единичная нагрузка от гололеда $p_2$**

Рассмотрим рис. 2.9.



*Рис. 2.9. Поперечное сечение расчетного приведенного гололеда*

В соответствии с фигурой и обозначениями на рисунке, площадь сечения слоя приведенного гололеда  $F_{\text{гол}}$  определяется по формуле:

$$F_{\text{гол}} = \frac{\pi(d_{\text{п}} + 2c)^2}{4} - \frac{\pi d_{\text{п}}^2}{4} = \pi c(d_{\text{п}} + c), \quad (2.2)$$

а вес на всей длине провода  $L$  – по формуле:

$$M_{\text{гол}} = g_0 \cdot \pi c(d_{\text{п}} + c) \cdot L, \text{ кг}, \quad (2.3)$$

где  $d_{\text{п}}$  – диаметр провода, мм;

$c$  – толщина стенки гололеда, мм;

$L$  – длина провода, м;

$g_0$  – объемный вес, который при принятых выше единицах измерения  $d_{\text{п}}$ ,  $c$ , и  $L$ , равен  $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$ , кг/м мм<sup>2</sup> (даН/м мм<sup>2</sup>).

С учетом формул 2.2 и 2.3 единичная нагрузка от гололеда может быть определена как:

$$p_2 = g_0 \cdot \pi c(d_{\text{п}} + c) \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}. \quad (2.4)$$

### ***Результирующая единичная весовая нагрузка при гололеде $p_3$***

Полная вертикальная нагрузка при гололеде определяется как арифметическая сумма единичных нагрузок от собственного веса провода и веса гололеда:

$$p_3 = p_1 + p_2, \text{ кг/м (даН/м)}. \quad (2.5)$$

### ***Единичные нагрузки от давления ветра $p_4$ и $p_5$***

При принятых выше обозначениях и при условии, что определяется только нагрузка от горизонтальной слагающей давления ветра, единичные ветровые нагрузки могут быть определены по формулам: (2.6) – при отсутствии гололеда и (2.7) – при гололеде на проводах:

$$p_4 = \alpha \cdot C_x \cdot Q_{\text{н}} \cdot d_{\text{п}} \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}, \quad (2.6)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролёту воздушной линии [13, стр. 315, 316, пункт 2.5.30];

$C_x$  – аэродинамический коэффициент;

$Q_{\text{н}}$  – скоростной напор ветра, даН/м<sup>2</sup> [13, стр. 312, табл. 2.5.1].

Согласно [13], аэродинамический коэффициент принимается для проводов, свободных от гололеда, при  $d_{\text{п}} \geq 20$  мм –  $C_x = 1,1$ , а при  $d_{\text{п}} < 20$  мм –  $C_x = 1,2$ . Для проводов любого диаметра, но покрытых гололедом, –  $C_x = 1,2$ .

Учитывая, что при определении ветровых нагрузок на провода с гололедом, следует принимать значение скоростного напора  $0,25Q_{\text{н}}$  [13], получим

$$p_5 = \alpha C_x \cdot 0,25 Q_{\text{н}} (d_{\text{п}} + c) \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м (даН/м)}. \quad (2.7)$$

**Результирующие единичные нагрузки на провод без гололеда и с гололедом  $p_6$  и  $p_7$**

Совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок на провода определяется как результирующие единичные нагрузки (примечание 2.1) по формулам: (2.8) – без гололеда и (2.9) – с гололедом (рис. 2.10).

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}, \text{ кг/м (даН/м)}; \quad (2.8)$$

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}, \text{ кг/м (даН/м)}. \quad (2.9)$$

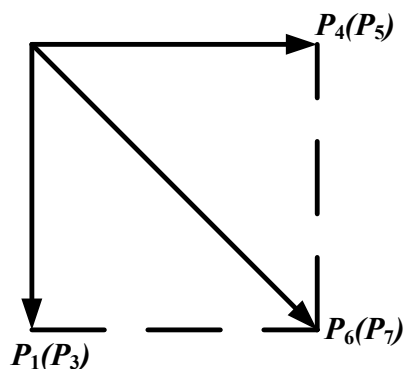


Рис. 2.10. Совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок на провод

**Пример 2.1**

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 220 кВ проходит по местности, относящейся к особому гололедному и IV ветровому районам. На унифицированных свободностоящих стальных опорах будут смонтированы провода марки АС-240/32 нормальной конструкции. Рассчитать единичные и удельные механические нагрузки на провода от внешних воздействий.

**Исходные данные и пояснения**

В соответствии с [6, стр. 54, табл. 1.48] провод АС-240/32 нормальной конструкции состоит из стального сердечника, свитого из 7 стальных проволок диаметром 2,8 мм и проводниковой части в виде 28 алюминиевых проволок диаметром 3,29 мм. Технические данные провода АС-240/32 приведены в табл. 2.1.

**Примечание 2.1:** следует заметить, что при механическом расчете проводов удобнее пользоваться не единичными, а удельными (приведенными) нагрузками, которые равны единичным, отнесенным к 1 мм<sup>2</sup> поперечного сечения провода. Удельные нагрузки обозначают буквой  $\gamma$  и измеряют в кг/м мм<sup>2</sup>.

Таблица 2.1

## Технические данные провода АС-240/32

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм <sup>2</sup>	238	43,1	281,1
Диаметр, мм	21,6	8,4	30
Масса, кг/км	-	-	997

Согласно [13], интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы воздушных линий 220 кВ принимают, исходя из частоты повторяемости наибольших гололедной и ветровой нагрузок 1 раз в 10 лет. При этом максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м над поверхностью земли принимают в IV ветровом районе 65 даН/м<sup>2</sup> [13, стр. 312, табл. 2.5.1], а нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли в особом гололедном районе может составлять более 22 мм (для решения примера примем 22 мм) [13, стр. 317, табл. 2.5.3].

**Решение**

1. Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода

По формуле (2.1) с учетом табл. 2.1 и примечания 2.1:

$$p_1 = M_{\text{п}} \cdot 10^{-3} = 997 \cdot 10^{-3} = 0,997 \text{ даН/м},$$

$$\text{тогда } \gamma_1 = \frac{p_1}{F_{\text{пр}}} = \frac{0,997}{281,1} = 0,35 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

2. Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений по формуле (2.4)

$$p_2 = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot \pi c (d_{\text{п}} + c) = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,1416 \cdot 22 \cdot (30 + 22) = 3,23 \text{ даН/м},$$

$$\text{тогда } \gamma_2 = \frac{p_2}{F_{\text{пр}}} = \frac{3,23}{281,1} = 1,15 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

3. Суммарная вертикальная нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда

по формуле (2.5)

$$p_3 = p_1 + p_2 = 0,997 + 3,23 = 4,227 \text{ даН/м}$$

$$\text{и } \gamma_3 = \frac{p_3}{F_{\text{пр}}} = \frac{4,227}{281,1} = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

4. Горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, свободный от гололеда

по формуле (2.6)

$$p_4 = \alpha C_x Q_{\text{н}} d_{\text{п}} \cdot 10^{-3} \cdot \sin^2 \varphi = 0,725 \cdot 1,1 \cdot 65 \cdot 30 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 1,56 \text{ даН/м},$$

$$\text{тогда } \gamma_4 = \frac{p_4}{F_{\text{пр}}} = \frac{1,56}{281,1} = 0,55 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

5. Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом

по формуле (2.7)

$$p_5 = \alpha C_x 0,25 Q_H (d_n + 2c) \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 1,2 \cdot 16,25 \cdot (30 + 2 \cdot 22) \cdot 10^{-3} = 1,05 \text{ даН/м},$$

$$\text{тогда } \gamma_5 = \frac{p_5}{F_{\text{пр}}} = \frac{1,05}{281,1} = 0,37 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

6. Результирующая нагрузка от собственной массы и давления ветра по формуле (2.8)

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} = \sqrt{0,997^2 + 1,56^2} = 1,85 \text{ даН/м},$$

$$\text{тогда } \gamma_6 = \frac{p_6}{F_{\text{пр}}} = \frac{1,85}{281,1} = 0,66 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

7. Результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра

по формуле (2.9)

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2} = \sqrt{4,227^2 + 1,05^2} = 4,36 \text{ даН/м},$$

$$\text{тогда } \gamma_7 = \frac{p_7}{F_{\text{пр}}} = \frac{4,36}{281,1} = 1,55 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

8. Вывод по примеру: сравнение нагрузок  $\gamma_6$  и  $\gamma_7$  показывает, что  $\gamma_7 > \gamma_6$ , поэтому наибольшей нагрузкой является седьмая, то есть  $\gamma_7 = \gamma_{\text{нб}}$  и в дальнейших расчетах следует ориентироваться на  $\gamma_7$ .

**Примечание 2.2:** примем направление ветра под углом  $90^\circ$ , тогда  $\sin^2 \varphi = 1$ .

**Примечание 2.3:** для данной нагрузки коэффициент неравномерности  $\alpha$  определяется от значения  $0,25 Q_H$ , например, для решаемой задачи  $0,25 Q_H = 0,25 \cdot 65 = 16,25 \text{ даН/м}^2$ , тогда  $\alpha = 1$  [13, стр. 315, 316, пункт 2.5.30].

## 2.4. Построение кривой провисания провода и определение стрел провисания

### 2.4.1. Общие сведения. Допускаемые напряжения в проводе

Жесткость проводов и тросов сказывается только при подвеске коротких отрезков проводов, например, длиной в несколько метров между гирляндами анкерных опор. При длине пролётов, принимаемых на воздушных линиях электропередачи, жесткостью проводов можно

пренебречь и рассматривать их как идеальные гибкие нити, подвешенные в двух точках и подвергающихся воздействию равномерно распределенной нагрузки от собственного веса провода. Такая гибкая нить примет очертание цепной линии, как показано на рис. 2.11 [3, 11, 13].

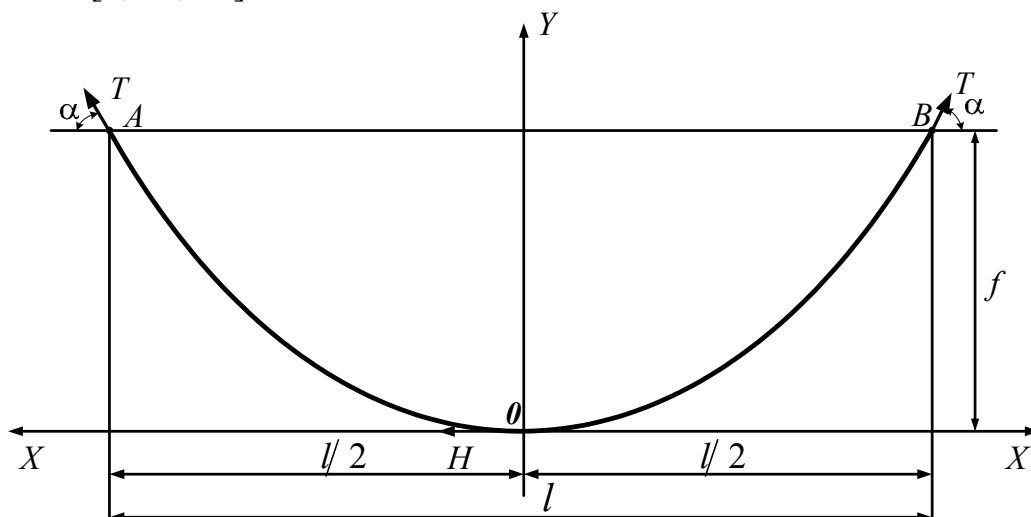


Рис. 2.11. Кривая провисания провода при одинаковой высоте точек подвеса

Согласно обозначениям на рис. 2.11, расстояние по горизонтали между точками подвеса  $A$  и  $B$  называется пролётом и обозначается буквой  $l$ . Расстояние по вертикали в середине пролёта между проводами и прямой  $AB$ , соединяющей точки подвеса, называется стрелой провисания провода и обозначается буквой  $f$ . Обе величины измеряются в метрах. Сила, действующая в любой точке провода и направленная по касательной к кривой провисания, называется тяжением и обозначается буквой  $T$ . Тяжение в низшей точке кривой провисания, направленное горизонтально, принято обозначать буквой  $H$ . Оба вида тяжения измеряют в деканьютонах (даН) или килограмм - силах (кгс).

Сила, действующая на единицу сечения провода, называется напряжением, обозначается буквой  $\sigma$  и определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{T}{F}, \text{ даН/мм}^2, \text{ кгс/мм}^2, \quad (2.10)$$

где  $T$  – тяжение в проводе, кгс (даН);

$F$  – поперечное сечение провода, мм<sup>2</sup>.

Согласно [13], механический расчет проводов и тросов производится по методу допускаемых напряжений, согласно которому необходимым условием является работа провода в пределах упругости его материала, то есть напряжения  $\sigma$ , возникающие в проводах или тросах при

воздействии наибольшей нагрузки или наименьшей температуры, должны быть меньше предела прочности материала проводника.

Допускаемое максимальное напряжение в проводе или тросе  $\sigma_d$  (даН/мм<sup>2</sup>) определяется в зависимости от временного сопротивления материала провода  $\sigma_b$  (даН/мм<sup>2</sup>) и принятого коэффициента запаса прочности  $n$  по формуле:

$$\sigma_d \leq \frac{\sigma_b}{n}. \quad (2.11)$$

В [13] допускаемые напряжения установлены для трех исходных условий: 1) при наибольшей нагрузке; 2) при наименьшей температуре; 3) при среднегодовой температуре. При этом значения допускаемых напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре имеют одинаковые численные значения [13, стр. 324, 325, табл. 2.5.7].

## 2.4.2. Определение стрелы провисания провода

### 2.4.2.1. Определение стрелы провисания провода при длине пролётов менее 800 метров

Если длина пролёта воздушной линии электропередачи составляет менее 800 м, расчет стрелы провисания провода производят по уравнению параболы [3, 11].

Для вывода уравнения кривой провисания провода примем систему координат с началом в нижней точке кривой провисания  $O$ , осью абсцисс  $X$  и осью ординат  $Y$ , как показано на рис. 2.12.

При выводе используются основные уравнения статики для системы, находящейся в равновесии:

а) сумма проекций всех внешних сил на координатные оси равна нулю:

$$\sum X = 0; \sum Y = 0; \quad (2.12)$$

б) сумма моментов всех внешних сил или их проекций относительно любой точки равна нулю:

$$\sum M = 0. \quad (2.13)$$

Рассмотрим часть провода, разрезав его в нижней точке  $O$  и в любой точке  $D$  с координатами  $(x; y)$ . Отрезанные части провода заменим соответствующими тяжениями: в нижней точке кривой провисания тяжением  $H$ , а в точке  $D$  тяжением  $T$ .

Так как для воздушных линий касательная к кривой провисания в любой точке имеет малый угол с горизонтальной прямой, то вес рассматриваемого участка можно принять равномерно распределенным по горизонтали и заменить сосредоточенной силой  $px$ , действующей в

середине рассматриваемого участка, то есть на расстоянии  $x/2$  от точек  $O$  и  $D$ , а силу тяжения  $T_x$  приравнивают к силе тяжения в наинизшей точке  $H$ .

Направление действия силы  $H$  в точке  $D$  противоположно по отношению к направлению этой же силы в наинизшей точке кривой провисания провода, так как вследствие свойств идеальной гибкой нити она может работать только на растяжение.

В этом случае уравнение моментов сил относительно точки  $D$  запишется следующим образом:

$$\sum M_D = H \cdot y - px \cdot \frac{x}{2} = Hy - \frac{px^2}{2} = 0. \quad (2.14)$$

Решив уравнение (2.14) относительно  $y$ , получим основное уравнение кривой провисания провода:

$$y = \frac{px^2}{2H}. \quad (2.15)$$

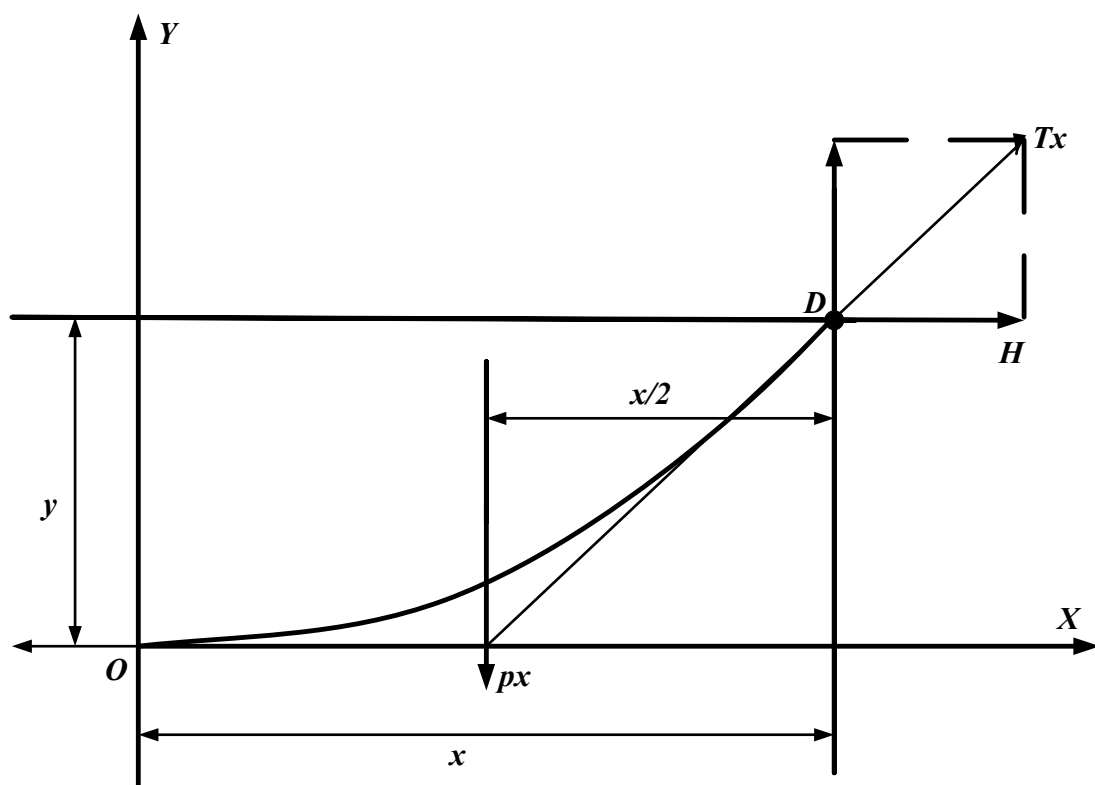


Рис. 2.12. Внешние силы, действующие на отрезок провода

В формулу (2.15) входят: единичная нагрузка на провод  $p$  и тяжение в низшей точке кривой провисания  $H$ . В практических же расчетах пользуются не тяжением, а напряжением в проводе  $\sigma$ , и не едини-

ной нагрузкой, а удельной  $\gamma$ . Подставляя в формулу (2.15)  $p = \gamma F$  и  $H = \sigma F$ , получим:

$$y = \frac{p x^2}{2H} = \frac{\gamma F x^2}{2\sigma F} = \frac{\gamma x^2}{2\sigma}. \quad (2.16)$$

#### 2.4.2.2. Определение стрелы провисания провода при одинаковой высоте точек подвеса

Для определения стрелы провеса при одинаковой высоте точек подвеса достаточно подставить в формулу (2.16) значение  $x = l/2$ , тогда

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}, \text{ м.} \quad (2.17)$$

#### 2.4.2.3. Определение стрелы провисания провода при разной высоте точек подвеса

При разной высоте точек подвеса кривая провисания провода будет несимметричной и низшая точка кривой провисания провода будет находиться не в середине пролёта, а ближе либо к точке  $A$ , как показано на рис. 2.13, либо к точке  $B$  [3, 11].

В этом случае необходимо определять три различные стрелы провисания:

- 1)  $f_c$  – стрела провисания в середине пролёта, находится по выражению, тождественному выражению для стрелы провисания при одинаковой высоте точек подвеса провода, формула (2.17);
- 2)  $f_a$  – стрела провисания провода, измеряемая относительно ординаты низшей точки подвеса  $A$ , находится по формуле:

$$f_a = \frac{\gamma a^2}{8\sigma}; \quad (2.18)$$

- 3)  $f_b$  – стрела провеса провода, измеряемая относительно ординаты высшей точки подвеса  $B$ , находится по формуле:

$$f_b = \frac{\gamma b^2}{8\sigma}. \quad (2.19)$$

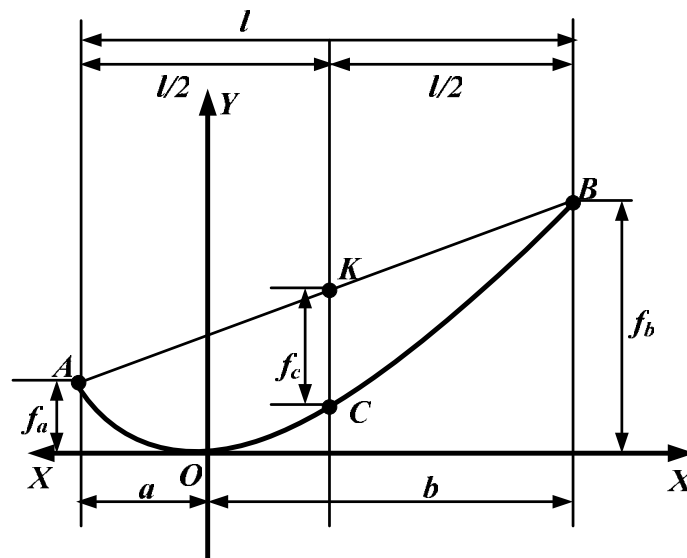


Рис. 2.13. Кривая провисания провода с разной высотой точек подвеса

#### 2.4.2.4. Определение стрелы провисания провода при длине пролётов более чем 800 метров

При длинах пролётов более чем 800 м погрешность значения стрелы провисания, определяемой по формуле (2.16), превышает допустимую. В этом случае пользуются формулой, выведенной не из уравнения параболы, а из уравнения цепной линии, и определяют стрелу провисания по двучленной формуле:

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma} + \frac{\gamma^3 l^4}{384\sigma^3}. \quad (2.20)$$

Решение о том, допустимо ли пренебречь вторым членом формулы (2.20) или нет, делается на основании вычислений стрелы провисания. Если численное значение второго члена формулы (2.20) будет меньше чем 0,1% от значения стрелы провисания, то только в этом случае им можно пренебречь.

#### Пример 2.2

Пользуясь результатами **примера 2.1**, определить стрелу провисания провода АС – 240/32 нормальной конструкции для среднегодовых эксплуатационных условий работы. Провод будет смонтирован на унифицированных двухцепных свободностоящих стальных опорах 220 кВ.

#### Исходные данные и пояснения

Согласно техническим данным (табл. 2.1), провод АС-240/32 нормальной конструкции имеет поперечное сечение алюминиевого провод-

ника  $F_a = 238 \text{ мм}^2$ , а стального сердечника –  $F_c = 43,1 \text{ мм}^2$ . Отношение площадей поперечных сечений алюминия и стали, обозначаемое  $m = \frac{F_a}{F_c} = \frac{238}{43,1} = 5,52 \approx 6$ . В соответствии с [13, стр. 324, 325, табл. 2.5.7]

для сталеалюминиевых проводов сечением  $120 \text{ мм}^2$  и более при  $m = 6,11–6,25$  допускаемое напряжение при среднегодовой температуре  $\sigma_d = 8,7 \text{ даН/мм}^2$ . Среднеэксплуатационные условия работы провода характеризуются нагрузкой на провод  $\gamma_1 = 0,35 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2$ .

По условию задачи провод будет смонтирован на унифицированных двухцепных свободностоящих стальных опорах 220 кВ. Марка опоры П220-2 [6, стр. 40, табл. 1.34]. Для данного типа опор допустимыми являются промежуточные пролёты в пределах  $l = 470–345 \text{ м}$ . Для решения примера примем  $470 \text{ м}$ .

#### **Решение**

Так как длина промежуточного пролёта менее чем  $800 \text{ м}$ , то стрелу провисания провода определим по формуле 2.17, тогда

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8 \sigma_d} = \frac{0,35 \cdot 10^{-2} \cdot 470^2}{8 \cdot 8,7} = 11,08 \text{ м}.$$

#### **2.4.2.5. Определение стрелы провисания провода при пересечении воздушными линиями электропередачи водных преград и инженерных сооружений**

При проектировании воздушных линий требуется определять расстояние по вертикали от провода до различных пересекаемых инженерных сооружений или водных преград, чтобы проверить, будет ли соблюдаться допустимый габарит от низшей точки кривой провисания провода до сооружения или преграды [3, 11, 13, 14]. Как правило, в этих случаях бывает известна только высота точек подвеса провода на опорах (точки  $A$  и  $B$ ), а высота низшей точки кривой провисания провода  $O$  не известна. Так как местонахождение точки  $O$ , которая одновременно является началом координат не известно, то принимают систему координат с началом в фиксированной точке, например, в одной из точек подвеса, которая расположена выше (точка  $A$  на рис. 2.14). Ось  $X$  направляют в сторону пролёта, а ось  $Y$  – вниз, параллельно действию нагрузки, как это показано на рис. 2.14.

Так как высоты точек подвеса  $A$  и  $B$  различны, а местонахождение точки  $O$  неизвестно, то условие статического равновесия нарушено. В этом случае помимо тяжения  $H$  необходимо учесть вертикальную ре-

акцию  $V$ , параллельную оси  $Y$ , но противоположную ей по направлению.

Независимо от разницы в высотах точек подвеса провода вертикальная реакция зависит только от веса провода, равномерно распределенного по всей его длине, и равна весу, умноженному на половину длины пролёта:

$$V = \frac{pl}{2}. \quad (2.21)$$

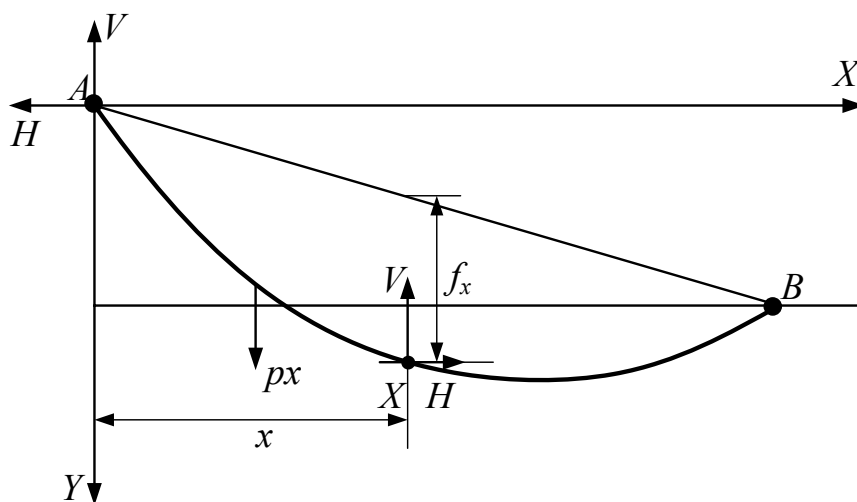


Рис.2.14. К определению координат любой точки провода относительно начала, принятого в верхней точке подвеса

Составим уравнение моментов всех внешних сил, приложенных в произвольной точке  $X$  с координатами  $(x; y)$  ( на рис. 2.14 точка  $X$  находится в середине пролёта) с учетом сосредоточенной силы от собственной массы провода  $px$ , действующей в середине рассматриваемого участка:

$$\sum M_x = px \cdot \frac{x}{2} - \frac{pl}{2} \cdot x + H f_x = 0. \quad (2.22)$$

Искомой величиной в уравнении (2.22) является  $f_x$ . Решая его относительно искомой стрелы провисания, получим:

$$f_x = \frac{px}{2H}(l - x), \quad (2.23)$$

с учетом, что  $p = \gamma F$  и  $H = \sigma F$ :

$$f_x = \frac{\gamma x}{2\sigma}(l - x). \quad (2.24)$$

В случае, если точка  $B$  окажется выше точки  $A$ , необходимо за начало координат принять точку  $B$  и изменить направление оси  $X$ , направив ее в сторону пролёта, тогда уравнение 2.24 сохранится без изменения.

## 2.5. Определение длины провода в пролёте

Под длиной провода подразумевается длина провисающего провода, закрепленного концами в опорных точках, которые могут быть расположены на одной высоте или на разных высотах [3, 11]. Таким образом, задача состоит в определении длины кривой провисания, которая была принята в виде параболы, поэтому и длина провода может быть определена по формуле длины параболы (рис. 2.11).

Длина одной ветви параболы до точки с координатами  $(x; y)$  определится как:

$$L_x = x + \frac{2}{3} \cdot \frac{y^2}{x}. \quad (2.25)$$

Если  $x = \frac{l}{2}$ , а  $y = f$ , то для одной ветви параболы:

$$L_{1/2} = \frac{l}{2} + \frac{4}{3} \cdot \frac{f^2}{l}, \quad (2.26)$$

а длина обеих ветвей, то есть длина провода в пролёте:

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l}, \text{ м.} \quad (2.27)$$

Отметим, что длину провода в пролёте следует обозначать прописной буквой  $L$  и измерять в метрах.

Если стрела провисания провода неизвестна, то длину провода в пролёте можно определить либо с помощью величин  $\gamma$  и  $\sigma$  по формуле:

$$L = l + \frac{\gamma^2 l^3}{24 \sigma^2}, \quad (2.28)$$

либо с помощью величин  $p$  и  $H$  как:

$$L = l + \frac{p^2 l^3}{24 H^2}. \quad (2.29)$$

### Пример 2.3

Пользуясь результатами **примера 2.2**, определить длину провода в пролёте  $l = 470$  м при стреле провеса  $f = 11,08$  м.

### **Решение**

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l} = 470 + \frac{8}{3} \cdot \frac{11,08^2}{470} = 470,7 \text{ м.}$$

## **2.6. Расчет сталеалюминиевого провода на прочность**

### **2.6.1. Приведенные физико-механические характеристики сталеалюминиевого провода**

Помимо основных характеристик проводов воздушных линий электропередачи, таких как площадь поперечного сечения провода, тяжение, напряжение в проводе и длина, существуют еще несколько дополнительных характеристик [3, 11, 13]:

- 1) модуль продольной упругости  $E$ , даН/мм<sup>2</sup>;
- 2) температурный коэффициент линейного расширения  $\alpha$ , град<sup>-1</sup>;
- 3) абсолютное удлинение провода  $\Delta L$ , м;
- 4) относительное упругое удлинение провода  $\varepsilon$ ;
- 5) разность температур при изготовлении провода и действующей температуры  $\Delta t$ , °С.

При определении напряжения в проводе, состоящем из проволок одного металла, например, алюминия, считают, что растягивающая сила распределяется равномерно по всей площади поперечного сечения. Поэтому формула (2.10) для определения напряжения является верной.

В работе сталеалюминиевого провода участвуют два разных металла – алюминий и сталь, которые по-разному воспринимают действие растягивающей силы и изменение температур, так как модули упругости, а также температурные коэффициенты линейного расширения алюминия и стали не равны между собой. Из-за этого неравенства напряжения в стальных и алюминиевых проволоках получаются неодинаковыми. Таким образом, процессы, происходящие внутри сталеалюминиевого провода, оказываются более сложными, чем в проводе из одного металла. Благодаря тому, что сталь и алюминий объединены в одной конструкции, различие их свойств в подвешенном проводе внешне не проявляется.

Все же при расчете таких проводов все математические операции производят над приведенными к проводу в целом величинами модуля упругости и температурного коэффициента линейного расширения, напряжения в проводе определяются по формуле (2.10), но они носят название «фиктивные напряжения».

Модуль упругости  $E$  сталеалюминиевого провода в целом больше чем модуль упругости алюминия, но меньше модуля упругости стали, то есть:

$$E_a < E < E_c. \quad (2.30)$$

Для того, чтобы учесть разницу модулей упругости алюминия и стали, в расчетах используют частное от их деления:

$$m = \frac{E_a}{E_c} \approx \frac{F_a}{F_c}. \quad (2.31)$$

Все вышеперечисленные физико-механические характеристики используются при расчете сталеалюминиевого провода на прочность.

## 2.6.2. Основное уравнение состояния провода

При проектировании механической части воздушных линий электропередачи необходимо определять изменение механического напряжения и стрел провисания провода при изменении температуры и нагрузки. Для этого представляют взаимную зависимость этих величин в математической форме, то есть в виде уравнения. Такое уравнение получило название основное уравнение состояния провода [3, 11].

Обычно при составлении уравнения состояния провода учитывают следующие особенности воздушных линий электропередачи:

- 1) вид анкерованных участков – однопролётные или многопролётные;
- 2) расположение точек подвеса проводов – на одинаковой высоте или на разных высотах;
- 3) уклон линии электропередачи в зависимости от рельефа трассы;
- 4) расположение кривой провисания провода – в вертикальной плоскости или под действием ветра в наклонной плоскости.

При выводе уравнения состояния провода можно ограничиться изолированным, в котором точки подвеса неподвижны и находятся на одинаковой высоте (рис. 2.11).

Пусть провод в начальном состоянии при определенной температуре и нагрузке имеет определенное напряжение и длину. Требуется найти напряжение в проводе при новой температуре и нагрузке, то есть в новом, конечном состоянии.

Примем следующие обозначения для начального состояния провода:  $L_0$  – длина провода;  $\Theta_0$  – температура;  $\gamma_0$  – удельная нагрузка;  $\sigma_0$  – напряжение в низшей точке провода;  $f_0$  – стрела провисания в середине пролёта. Для нового, конечного состояния примем те же обозначения, но без индекса «0».

Длину провода в начальном состоянии определим по формуле:

$$L_0 = l + \frac{\gamma_0^2 l^3}{24 \sigma_0^2}; \quad (2.32)$$

в конечном состоянии – по формуле:

$$L = l + \frac{\gamma^2 l^3}{24 \sigma^2}. \quad (2.33)$$

Удлинение провода определится разностью этих длин:

$$\Delta L = L - L_0 = \frac{\gamma^2 l^3}{24 \sigma^2} - \frac{\gamma_0^2 l^3}{24 \sigma_0^2}. \quad (2.34)$$

Это же удлинение можно выразить через физические величины – упругое удлинение, вызванное изменением напряжений  $\sigma - \sigma_0$  (формула 2.35), и температурное удлинение, вызванное разностью температур  $\theta - \theta_0$  (формула 2.36):

$$\Delta L_{\text{упр}} = L_0 \cdot \left( 1 + \frac{\sigma - \sigma_0}{E} \right) - L_0; \quad (2.35)$$

$$\Delta L_{\text{тем}} = L_0 \cdot (1 + \alpha(\Theta - \Theta_0)) - L_0, \quad (2.36)$$

где  $\alpha$  – температурный коэффициент линейного удлинения.

При одновременном изменении нагрузки и температуры удлинение провода:

$$\Delta L = L_0 \cdot \left( 1 + \frac{\sigma - \sigma_0}{E} \right) \cdot (1 + \alpha(\Theta - \Theta_0)) - L_0. \quad (2.37)$$

В правой части уравнения (2.37) можно заменить длину провода  $L_0$  длиной пролёта  $l$ , так как эти величины мало отличаются друг от друга.

Раскрывая скобки и пренебрегая произведением  $\frac{\sigma - \sigma_0}{E} \cdot \alpha(\Theta - \Theta_0)$  ввиду его малой величины, получим уравнение (2.38):

$$\Delta L = l \frac{\sigma - \sigma_0}{E} + l \alpha(\Theta - \Theta_0). \quad (2.38)$$

Приравнивая значения, полученные по формулам (2.34) и (2.37), имеем:

$$\frac{\gamma^2 l^3}{24 \sigma^2} - \frac{\gamma_0^2 l^3}{24 \sigma_0^2} = l \frac{\sigma - \sigma_0}{E} + l \alpha(\Theta - \Theta_0). \quad (2.39)$$

После переноса в левую часть всех членов с искомыми значениями и алгебраических преобразований получим основное уравнение состояния провода в виде:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E l^2}{24 \sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 E l^2}{24 \sigma_0^2} - \alpha E (\Theta - \Theta_0). \quad (2.40)$$

С помощью уравнения (2.40) можно найти напряжения в проводе в любых условиях работы воздушной линии на основании известных напряжений, нагрузок и температур в начальном состоянии.

### 2.6.3. Критический пролёт

Уравнение состояния провода необходимо для получения ответа на два вопроса:

- 1) при каких условиях в проводе возникают наибольшие напряжения;
- 2) каково значение напряжения в любом заданном режиме, если известно, что в наиболее тяжелом режиме напряжение в проводе должно быть равно максимально допускаемому значению.

Второй вопрос показывает, что провод в пролёте должен быть смонтирован так, чтобы ни в одном из режимов его работы напряжение в нем не превышало допускаемого значения, а в наиболее тяжелом режиме оно должно быть равно допускаемому напряжению (параграф 2.4.1). Только при выполнении этого требования будут полностью использованы прочностные характеристики провода [3, 11].

Для проводов воздушных линий электропередачи в качестве расчетных принимают три вида режимов:

**Режим 1** – режим минимальных (наинизших) температур  $\Theta_-$ . Ветер и гололед отсутствуют, то есть  $\gamma = \gamma_1$ .

**Режим 2** – режим наибольших нагрузок  $\gamma_{нб}$ . В качестве режима наибольших нагрузок может рассматриваться режим наибольшего скоростного напора для провода с гололёдом  $\gamma_{нб} = \gamma_6$ , либо режим гололеда  $\gamma_{нб} = \gamma_7$ . Температура в любом случае равна температуре гололедообразования  $\Theta_{\Gamma}$ .

**Режим 3** – среднеэксплуатационный режим (режим среднегодовых температур  $\Theta_{сг}$ ). Ветер и гололед отсутствуют, то есть  $\gamma = \gamma_1$ .

Вопрос о том, который из трех режимов должен быть принят в качестве исходного состояния при заданном допуске напряжении, решается в зависимости от ряда факторов:

- 1) длины пролёта;
- 2) температуры;
- 3) нагрузки на провод;
- 4) величины допускаемого напряжения.

При этом установлено, что при любых заданных исходных условиях влияние температуры и нагрузки нового состояния на величину напряжения в проводе будет в большей или меньшей степени сказываться в зависимости от длины пролёта.

Для того чтобы понять, в каком случае больше будет сказываться влияние температуры, а в каком – влияние нагрузки, необходимо в уравнении состояния провода (2.40) принять в качестве независимой переменной величину пролёта, а в качестве зависимой – величину напряжения и рассмотреть пределы изменения напряжения при изменении длины пролёта.

Как независимая переменная, пролёт может изменяться до очень малой величины, то есть можно записать, что  $l \rightarrow 0$  или до очень большой величины –  $l \rightarrow \infty$ . Такая процедура делается условно, с целью выяснения характера и пределов изменения напряжения.

Рассмотрим, как изменится уравнение состояния провода при условии  $l \rightarrow 0$ . Когда длина пролёта, уменьшаясь, стремится к нулю, то стремятся к нулю те члены уравнения (2.40), которые имеют множитель  $l^2$  и их влияние на величину напряжения будет практически неощутимо. В этом случае уравнение состояния примет вид:

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha E (\Theta - \Theta_0). \quad (2.41)$$

Из уравнения (2.41) следует, что чем меньше длина пролёта, тем меньше сказывается величина нагрузки, и напряжение будет зависеть от температуры рассчитываемого режима. В зависимости от величины температуры искомое напряжение  $\sigma$  может получиться больше или меньше исходного напряжения  $\sigma_0$ .

Для того чтобы проследить влияние увеличения пролёта, необходимо разделить все члены уравнения состояния провода на  $l^2$ . Тогда получим:

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{\gamma^2 E}{24 \sigma^2} = \frac{\sigma_0}{l^2} - \frac{\gamma_0^2 E}{24 \sigma_0^2} - \frac{\alpha E}{l^2} (\Theta - \Theta_0). \quad (2.42)$$

По мере увеличения длины пролёта, все члены, имеющие в знаменателе  $l^2$ , будут уменьшаться, а при стремлении к бесконечности, обратятся в нули. При этом получится равенство:

$$\frac{\gamma^2 E}{24\sigma^2} = \frac{\gamma_0^2 E}{24\sigma_0^2}, \quad (2.43)$$

из которого, сократив одинаковые множители, получим:

$$\sigma = \frac{\gamma}{\gamma_0} \sigma_0. \quad (2.44)$$

Приблизительно такой же результат будет и при конечной, но достаточно большой длине пролёта. В зависимости от величины нагрузки искомое напряжение  $\sigma$  может, как и в случае влияния температуры, получиться больше или меньше исходного напряжения  $\sigma_0$ .

На основании рассмотренных случаев можно сделать следующие выводы:

- 1) при малых пролётах на величину искомого напряжения оказывает влияние температура, а при больших – нагрузка;
- 2) существует такая пограничная длина пролёта, при которой влияние температуры и нагрузки на величину напряжения будет одинаковым, то есть существует некоторый критический пролёт, в котором значения напряжений при наинизшей температуре и наибольшей нагрузке равны между собой  $\sigma_- = \sigma_{нб}$ .

Такой пролёт называют вторым критическим пролётом, его длина равна  $l_{2k}$ .

Второй вывод позволяет изобразить график зависимости напряжения от длины пролёта (рис. 2.15).

В практических расчетах помимо второго критического пролёта требуется вычислить пролёты для сочетания режимов 1 и 3, что даст первый критический пролёт  $l_{1k}$ , и для режимов 2 и 3, что даст третий критический пролёт  $l_{3k}$  (рис. 2.16).

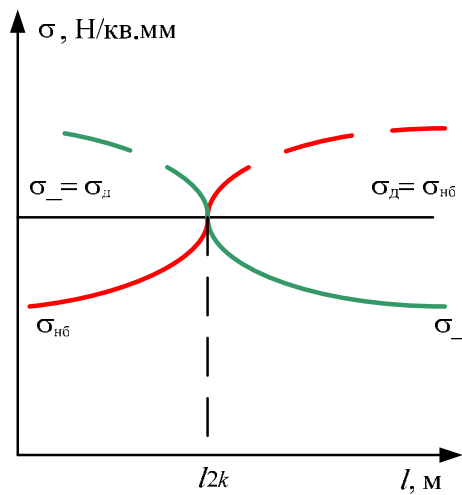


Рис. 2.15. График изменения напряжений  $\sigma_-$  и  $\sigma_{нб}$  в зависимости от длины пролёта

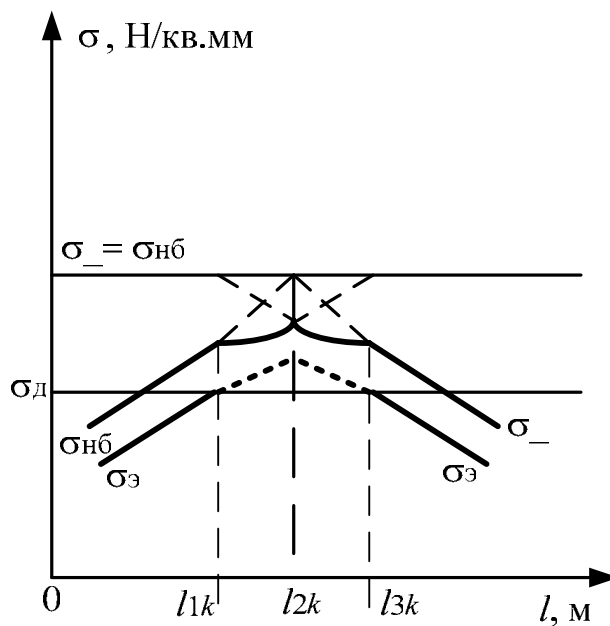


Рис. 2.16. График изменения напряжений при условии, что  $l_{1k} < l_{3k}$

По рис. 2.16 видно, что при уменьшении длины пролёта от  $l_{2k}$  до нуля, напряжение в среднеэксплуатационном режиме  $\sigma_э$  достигает допустимого напряжения  $\sigma_d$ , тогда как в режиме наибольших нагрузок оно этого уровня еще не достигло. Аналогично при увеличении длины пролёта от  $l_{2k}$  до бесконечности среднеэксплуатационное напряжение  $\sigma_э$  достигает допустимого уровня, тогда как напряжение при наименьшей температуре  $\sigma_-$  этого уровня еще не достигло. Таким образом, для

дальнейших расчетов принимаются первый и третий критический пролёты, а второй критический пролёт является фиктивным.

В этой ситуации необходимо рассуждать следующим образом:

- 1) если заданный пролёт  $l$  меньше, чем первый критический пролёт  $l_{1k}$ , то есть соблюдается неравенство  $l < l_{1k}$ , то расчетным является режим 1;
- 2) если заданный пролёт  $l$  больше, чем первый критический пролёт  $l_{1k}$ , но меньше, чем третий, то есть  $l_{1k} < l < l_{3k}$ , то расчетным является режим 3;
- 3) если заданный пролёт  $l$  больше, чем третий критический пролёт  $l_{3k}$ , то есть  $l > l_{3k}$ , то расчетным является режим 2.

Помимо трех основных соотношений между заданным пролётом и критическими пролётами, существуют дополнительные соотношения, которые тоже могут получиться в результате расчетов:

- 1)  $l_{1k} > l_{3k}$  (рис. 2.17).

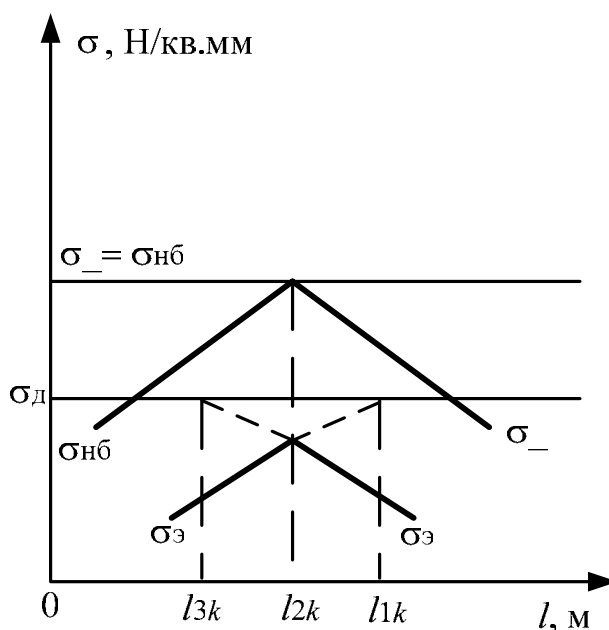


Рис. 2.17. График изменения напряжений при условии, что  $l_{1k} > l_{3k}$

Такое соотношение является признаком отсутствия среднеэксплуатационного режима как расчетного. В этой ситуации первый и третий критические пролёты считают фиктивными, а «работающим» является второй критический пролёт и заданный пролёт сравнивают с  $l_{2k}$ . Если  $l < l_{2k}$ , то расчетным является режим 1, если  $l > l_{2k}$ , — то режим 2;

2) существует только первый критический пролёт  $l_{1k}$ , а  $l_{3k}$  является мнимым или имеет слишком большое значение, тогда расчетными являются режимы 1 и 3;

3) существует только третий критический пролёт  $l_{3k}$ , а  $l_{1k}$  является мнимым или имеет слишком малое значение, тогда расчетными являются режимы 2 и 3.

Расчетные выражения, справедливые для любых проводов, получают, подставляя в уравнение (2.40) соответствующие режимам пары допускаемых напряжений и решая это уравнение относительно длины пролёта.

Тогда для первого критического пролёта:

$$l_{1k} = 4,9 \frac{\sigma_-}{\gamma_1} \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_3) + \alpha E (\Theta_- - \Theta_{сг})}{E \cdot \left[ 1 - \left( \frac{\sigma_-}{\sigma_3} \right)^2 \right]}}, \quad (2.45)$$

для второго критического пролёта:

$$l_{2k} = 4,9 \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\alpha (\Theta_{г} - \Theta_-)}{\left( \frac{\gamma_{нб}}{\gamma_1} \right)^2 - 1}}, \quad (2.46)$$

для третьего критического пролёта:

$$l_{3k} = 4,9 \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_3) + \alpha E (\Theta_{г} - \Theta_{сг})}{E \cdot \left[ \left( \frac{\gamma_{нб}}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{нб}}{\sigma_3} \right)^2 \right]}}. \quad (2.47)$$

#### Пример 2.4

Пользуясь результатами **примеров 2.1 и 2.2**, для строящейся воздушной линии 220 кВ на местности, характеризующейся следующими значениями температуры воздуха за длительный период наблюдения на метеорологической станции:

- среднегодовая  $\Theta_{сг} = - 2^{\circ}\text{C}$ ;
- гололедообразования  $\Theta_{г} = - 5^{\circ}\text{C}$ ;
- абсолютная наинизшая  $\Theta_- = - 55^{\circ}\text{C}$ ,

найти значение температурного коэффициента линейного расширения провода, модуля упругости, допускаемые значения эквивалентного механического напряжения для трех характерных эксплуатационных состояний провода, соответствующих заданным температурам. Решить уравнения состояния провода для пролётов различной длины и построить графические зависимости изменения механического напряжения в

проводе. Вычислить значения критических длин пролётов и выбрать определяющие климатические условия для расчета провода на прочность.

### **Исходные данные и пояснения**

Технические данные провода АС-240/32 нормальной конструкции и его удельные механические нагрузки приведены в **примере 2.1**.

Значения температурного коэффициента линейного расширения провода, модуля упругости, а также допускаемые значения эквивалентного механического напряжения зависят от отношения площадей поперечных сечений алюминия и стали  $m = 5,52$  (**пример 2.2**).

### **Решение**

Для провода АС-240/32 нормальной конструкции с отношением площадей поперечных сечений алюминия и стали  $m = 5,52$  в [13, стр. 326, 327, табл. 2.5.8] находим:

$$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C} ; E = 8,25 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2.$$

Принимаем, что провод изготовлен из обычной твердотянутой электротехнической алюминиевой проволоки марки АТ, тогда в [13, стр. 324, 325, табл. 2.5.7] находим значения допускаемого напряжения:

$\sigma_{\text{нб}} = 13 \text{ даН/мм}^2$  в состоянии провода, когда действует наибольшая механическая нагрузка;

$\sigma_{-} = 13 \text{ даН/мм}^2$  в состоянии провода, когда действует наинизшая температура воздуха;

$\sigma_{\text{с}} = 8,7 \text{ даН/мм}^2$  в состоянии провода, когда действует среднегодовая температура воздуха (среднеэксплуатационные условия работы провода).

Каждое из этих значений **не может** быть превышено в процессе работы воздушной линии.

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений  $\sigma_{\text{с}}$  в проводе, которые будут возникать в пролётах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при условии возникновения наибольшей механической нагрузки или при установившейся наинизшей температуре окружающей среды.

Для этого составим и решим уравнения состояния провода в двух вариантах. Искомое среднеэксплуатационное напряжение для варианта 1 обозначим индексом (1), для варианта 2—индексом (2).

**Вариант 1:** исходные условия – возникновение наибольшей механической нагрузки  $\gamma_{\text{нб}}$ ; искомые условия – среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_3 - \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24 \sigma_3^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 E l_i^2}{24 \sigma_{нб}^2} - \alpha E (\Theta_{сг} - \Theta_{г}).$$

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

$$\sigma_3^3 - A \sigma_3^2 - B = 0,$$

где

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 E l_i^2}{24 \sigma_{нб}^2} - \alpha E (\Theta_{сг} - \Theta_{г}),$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24}.$$

Неполные кубические уравнения можно решать любым из итерационных методов. Воспользуемся итерационным методом Ньютона, при этом напряжение на каждой последующей итерации запишется как:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)},$$

где  $\sigma_k$  – напряжение на предыдущей итерации;

$f'(\sigma_k)$  – производная по переменной  $\sigma$  на итерации  $k$

$$f'(\sigma_k) = 3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k.$$

Тогда

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A\sigma_k^2 - B}{3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k} = \frac{\sigma_k^2(2\sigma_k - A) - B}{\sigma_k(3\sigma_k - 2A)}.$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при возникновении наибольшей механической нагрузки.

Как независимая переменная, пролёт изменяется до очень малой величины, то есть можно записать, что  $l \rightarrow 0$  или до очень большой величины –  $l \rightarrow \infty$  (параграф 2.6.3), поэтому на нулевой итерации удобно вычислить значение напряжения при  $l = 0$ :

$$\begin{aligned} \sigma_3^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha E (\Theta_{сг} - \Theta_{г}) = \\ &= 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-5)) = 12,52 \text{ даН/мм}^2, \text{ т.е. } > \sigma_3. \end{aligned}$$

Напряжение в исследуемом проводе будет изменяться до  $l \rightarrow \infty$ . Используя формулу (2.44), получим:

$$\sigma_{3(к)}^{(1)} = \frac{\gamma_1}{\gamma_{нб}} \sigma_{нб} = \frac{0,0035}{0,0155} \cdot 13 = 2,94 \text{ даН/мм}^2,$$

то есть среднеэксплуатационное напряжение при условиях возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться от начального значения  $\sigma_9^{(1)} = 12,52$  до конечного значения  $\sigma_9^{(1)}(к) = 2,94$  даН/мм<sup>2</sup>.

Получим зависимости коэффициентов  $A$  и  $B$  от длины пролёта  $l_i$ :

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 E l_i^2}{24 \sigma_{нб}^2} - \alpha E (\Theta_{сг} - \Theta_{г}) =$$

$$= 13 - \frac{(0,0155)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_i^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-2 - (-5)) = 12,52 - 0,0005 l_i^2 ;$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24} = \frac{(0,0035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 l_i^2}{24} = 0,0042 l_i^2 .$$

Вычислим значения коэффициентов  $A$  и  $B$ , а также значения механических напряжений при длинах пролётов от 100 до 800 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл. 2.2.

Таблица 2.2

*Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, даН/мм<sup>2</sup>*

$l_i, \text{ м}$	$A$	$B$	$\sigma_{90}$	$\sigma_{91}$	$\sigma_{92}$	$\sigma_{93}$
1	2	3	4	5	6	7
100	7,52	42	12,52	9,89	8,58	8,19
200	-7,48	168	8,19	5,46	4,19	3,87
300	-32,48	378	3,87	3,31	3,25	3,25
400	-67,48	672	3,25	3,09	3,09	3,09
500	-112,48	1050	3,09	3,02	3,02	3,02
600	-167,48	1512	3,02	2,99	2,99	2,99
700	-232,48	2058	2,99	2,96	2,96	2,96
800	-307,48	2688	2,96	2,94	2,94	2,94

**Вариант 2:** исходные условия – при установившейся наинизшей температуре окружающей среды  $\Theta_-$ ; искомые условия – среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_9 - \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24 \sigma_9^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24 \sigma_-^2} - \alpha E (\Theta_{сг} - \Theta_-),$$

где

$$A = \sigma_- - \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24 \sigma_-^2} - \alpha E (\Theta_{сг} - \Theta_-),$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24}.$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при установившейся наинизшей температуре окружающей среды:

$$\begin{aligned}\sigma_3^{(2)} &= \sigma_- - \alpha E (\Theta_{\text{сг}} - \Theta_-) = \\ &= 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-55)) = 4,6 \text{ даН/мм}^2, \text{ т.е. } < \sigma_3\end{aligned}$$

Используя формулу (2.44), получим:

$$\sigma_{3(\kappa)}^{(2)} = \frac{\gamma_1}{\gamma_1} \sigma_- = \frac{0,0035}{0,0035} \cdot 13 = 13 \text{ даН/мм}^2,$$

то есть среднее эксплуатационное напряжение при условиях установившейся наинизшей температуры окружающей среды будет изменяться в пределах от начального значения  $\sigma_3^{(2)} = 4,6$  до конечного значения  $\sigma_{3(\kappa)}^{(2)} = 13 \text{ даН/мм}^2$ .

Получим зависимости коэффициентов  $A$  и  $B$  от длины пролёта  $l_i$ :

$$\begin{aligned}A &= \sigma_- - \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24 \sigma_-^2} - \alpha E (\Theta_{\text{сг}} - \Theta_-) = \\ &= 13 - \frac{(0,0035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_i^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-2 - (-55)) = 4,6 - 0,00002 l_i^2; \\ B &= \frac{\gamma_1^2 E l_i^2}{24} = \frac{(0,0035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 l_i^2}{24} = 0,0042 l_i^2.\end{aligned}$$

Вычислим значения коэффициентов  $A$  и  $B$ , а также значений механических напряжений при длинах пролётов от 100 до 300 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл. 2.3.

На рис. 2.18 представлены графические зависимости изменения напряжения  $\sigma_3^{(1)} = f(l_i)$  (табл. 2.2, столбец 7) и  $\sigma_3^{(2)} = f(l_i)$  (табл. 2.3, столбец 7) при заданном исходном значении  $\sigma_{\text{нб}} = \sigma_- = 13 \text{ даН/мм}^2$ . Значение допускаемого напряжения при среднее эксплуатационных условиях работы провода  $\sigma_3 = 8,7 \text{ даН/мм}^2$  никак не связано с длиной пролёта, поэтому на рис. 2.18 представлено прямой горизонтальной линией, соответствующей этому значению.

Графические зависимости  $\sigma_3^{(1)} = f(l_i)$  и  $\sigma_3^{(2)} = f(l_i)$  пересекаются при  $l_i \approx 130 \text{ м}$ . Прямая  $\sigma_3 = 8,7 \text{ даН/мм}^2$  не пересекает ни одну из зависимостей.

Таблица 2.3

Результаты расчетов напряжений в проводе при условии установившейся наинизшей температуры окружающей среды, даН/мм<sup>2</sup>

$l_i$ , м	$A$	$B$	$\sigma_{\varepsilon 0}$	$\sigma_{\varepsilon 1}$	$\sigma_{\varepsilon 2}$	$\sigma_{\varepsilon 3}$
1	2	3	4	5	6	7
100	4,4	42	4,6	6,2	5,8	5,7
700	-5,2	2058	10,7	11,2	11,2	11,2
800	-8,2	2688	11,2	11,6	11,6	11,6

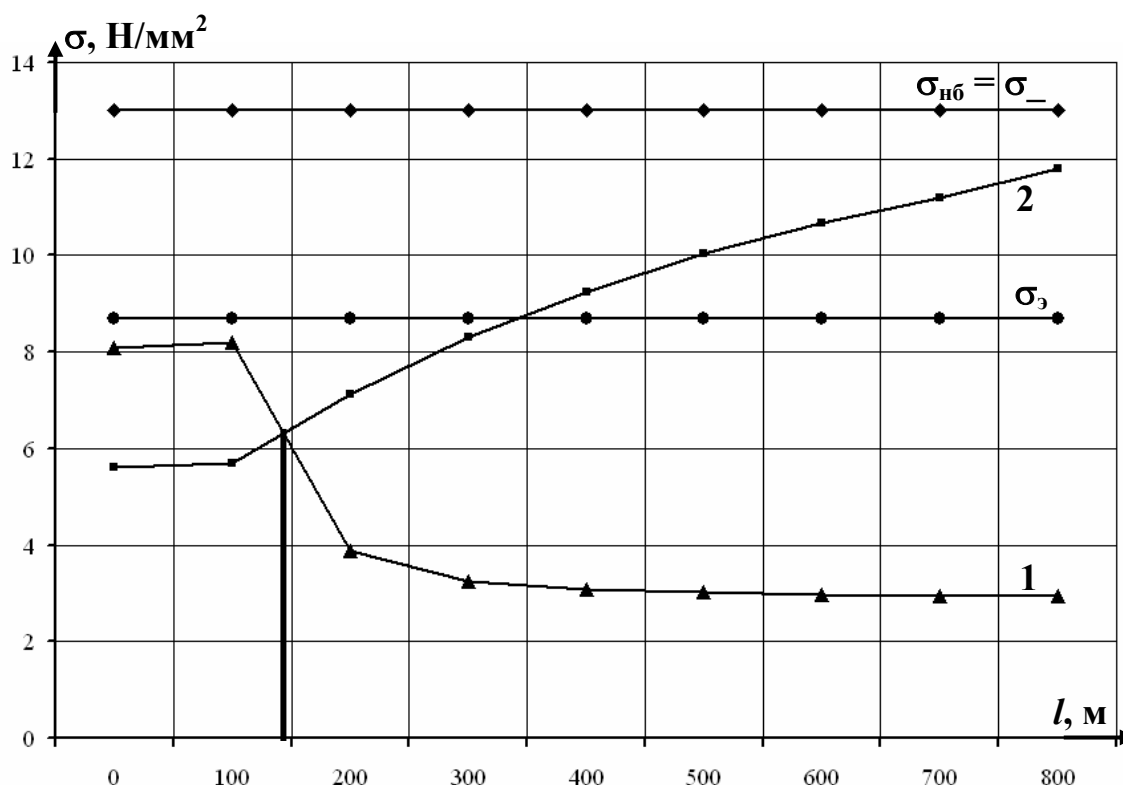


Рис. 2.18. Изменение напряжения в проводе при среднеэксплуатационных условиях в зависимости от длины пролёта: 1 – значения напряжения рассчитаны при исходных климатических условиях наибольшей механической нагрузки; 2 – то же, но исходные условия соответствуют установившейся наинизшей температуре окружающей среды

Для вычисления первого критического пролёта  $l_{1k}$  необходимо сравнить  $\sigma_{\varepsilon}^{(2)}$  с  $\sigma_{\varepsilon}$ . Если  $\sigma_{\varepsilon}^{(2)} > \sigma_{\varepsilon}$ , то  $l_{1k}$  имеет мнимое значение, так как в этом случае зависимость  $\sigma_{\varepsilon}^{(2)} = f(l_i)$  (кривая 2, рис. 2.18) не пересеклась бы с прямой  $\sigma_{\varepsilon}$  и вычислять  $l_{1k}$  нет необходимости. Если  $\sigma_{\varepsilon}^{(2)} < \sigma_{\varepsilon}$ , то  $l_{1k}$  следует вычислить. В данном примере получено  $\sigma_{\varepsilon}^{(2)} = 4,6 < \sigma_{\varepsilon} = 8,7$  даН/мм<sup>2</sup>, поэтому вычисляем  $l_{1k}$  по формуле (2.45):

$$l_{1k} = 4,9 \frac{\sigma_-}{\gamma_1} \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_3) + \alpha E (\Theta_- - \Theta_{сг})}{E \cdot \left[ 1 - \left( \frac{\sigma_-}{\sigma_3} \right)^2 \right]}} =$$

$$= 4,9 \frac{13}{0,0035} \sqrt{\frac{(13 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-55 - (-2))}{8,25 \cdot 10^3 \left( 1 - \frac{13^2}{8,7^2} \right)}} = 365 \text{ м}$$

Для вычисления третьего критического пролёта  $l_{3k}$  необходимо сравнить  $\sigma_{3(к)}^{(1)}$  с  $\sigma_3$ . Если  $\sigma_{3(к)}^{(1)} > \sigma_3$ , то  $l_{3k}$  имеет мнимое значение, так как зависимость  $\sigma_3^{(1)} = f(l_i)$  (кривая 1, рис. 2.18) при принятых исходных условиях лежала бы выше прямой  $\sigma_3$  и вычислять  $l_{3k}$  не было бы необходимости. Если  $\sigma_{3(к)}^{(1)} < \sigma_3$  и дополнительно  $\sigma_3^{(1)} > \sigma_3$ , то третий критический пролёт существует и его длину  $l_{3k}$  следует вычислить. В примере получено  $\sigma_{3(к)}^{(1)} = 2,94 < \sigma_3 = 8,7 \text{ даН/мм}^2$  и  $\sigma_3^{(1)} = 12,52 > \sigma_3 = 8,7 \text{ Н/мм}^2$ , поэтому вычисляем  $l_{3k}$  по формуле (2.47):

$$l_{3k} = 4,9 \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_3) + \alpha E (\Theta_{г} - \Theta_{сг})}{E \cdot \left[ \left( \frac{\gamma_{нб}}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{нб}}{\sigma_3} \right)^2 \right]}} =$$

$$= 4,9 \frac{13}{0,0035} \sqrt{\frac{(13 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - (-2))}{8,25 \cdot 10^3 \cdot \left[ \left( \frac{0,0155}{0,0035} \right)^2 - \left( \frac{13}{8,7} \right)^2 \right]}} = 94 \text{ м.}$$

Далее необходимо сравнить  $l_{1k}$  и  $l_{3k}$  между собой. Если  $l_{1k} < l_{3k}$ , то  $l_{2k}$  рассчитывать не имеет смысла (рис. 2.16). Если  $l_{1k} > l_{3k}$ , то расчет  $l_{2k}$  необходим. В рассматриваемом примере получено  $l_{1k} = 365 > l_{3k} = 94 \text{ м}$ , поэтому рассчитываем  $l_{2k}$  по формуле (2.46):

$$l_{2k} = 4,9 \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{\alpha (\Theta_{г} - \Theta_-)}{\left( \frac{\gamma_{нб}}{\gamma_1} \right)^2 - 1}} = 4,9 \frac{13}{0,0035} \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-55))}{\left( \frac{0,0155}{0,0035} \right)^2 - 1}} = 130,7 \text{ м.}$$

Для выбора определяющих климатических условий по расчету провода на прочность необходимо значения реальных или вероятных длин пролётов сопоставить с критическими длинами (параграф 2.6.3).

В **примере 2.2** вероятная длина пролёта принята  $l = 470$  м, ее и следует сопоставить с критическими длинами пролётов.

В результате расчетов **примера 2.4** было получено соотношение  $l_{1k} = 365 > l_{3k} = 94$  м, значит среднеэксплуатационный режим, как расчетный отсутствует, и «работающим» является второй критический пролет. Сравним вероятную длину с  $l_{2k}$ .

**Вывод по примеру:** сравнение длин пролётов показывает (примечание 2.4), что  $l = 470 > l_{2k} = 130,7$  м, значит расчетным является режим наибольших нагрузок  $\gamma_{нб}$  (кривая 1, рис. 2.18).

#### 2.6.4. Критическая температура

При проектировании воздушных линий электропередачи следует учитывать важное требование: габаритное расстояние от низшей точки провода воздушной линии до земли не должно превышать допустимого значения, рекомендованного [13]. Для соблюдения этого условия определяют режим, в котором стрела провисания провода достигнет максимального значения – габаритные условия [3, 11].

Очевидно, что при наличии гололеда стрела провисания провода будет больше, чем при той же температуре, но без гололеда. При сбросе гололеда стрела провисания уменьшится, но при увеличении температуры начнет увеличиваться вновь. При определенной температуре стрела провисания провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как и при наличии гололеда. Такая температура называется критической и обозначается  $\Theta_k$ .

В качестве расчетных принимаются безветровые режимы, так как стрела провисания – это расстояние от точки подвеса до нижней точки кривой провисания по вертикали, а действие ветра только отклоняет провод от вертикального положения.

Используя формулу (2.17) для вычисления стрелы провисания провода при одинаковых высотах подвеса провода на опорах запишем

**Примечание 2.4:** если в результате расчетов получено, что либо  $l_{1k}$ , либо  $l_{3k}$ , либо они вместе – мнимые, то необходимо приступить к выявлению определяющих климатических условий без сравнения их значений между собой.

$$\frac{\gamma_2 l^2}{8 \sigma_k} = \frac{\gamma_3 l^2}{8 \sigma_{нб}}, \quad (2.48)$$

где  $\sigma_k$  – напряжение в режиме критической температуры, даН/мм<sup>2</sup>;

$\sigma_{\text{нб}}$  – напряжение в проводе для выбранных в *примере 2.4* климатических условий, даН/мм<sup>2</sup>.

Выразив из формулы (2.48) величину  $\sigma_k$ , получим:

$$\sigma_k = \frac{\gamma_2}{\gamma_3} \sigma_{\text{нб}}. \quad (2.49)$$

Подставив величину  $\sigma_k$ , найденную по формуле (2.49) в уравнение состояния провода как искомую, после сокращения и раскрытия скобок, получим формулу для вычисления критической температуры:

$$\Theta_k = (\Theta_{\Gamma} - 3) + \frac{\sigma_{\text{нб}}}{\alpha E} \cdot \frac{\gamma_2}{\gamma_3}. \quad (2.50)$$

Отметим, что в формулу (2.50) не входит значение длины пролёта, следовательно, для рассматриваемого провода с заданными параметрами критическая температура остается постоянной для любого пролёта.

Вывод о том, в каком из режимов стрела провисания провода будет наибольшей, делается на основе сопоставления критической температуры с наивысшей температурой, характерной для региона, где происходит строительство воздушной линии:

- 1) если наивысшая температура выше критической, то есть  $\Theta_+ > \Theta_k$ , то наибольшая стрела провисания будет при наивысшей температуре;
- 2) если наивысшая температура ниже критической  $\Theta_+ < \Theta_k$ , то наибольшая стрела провисания будет при гололеде.

### 2.6.5. Габаритный пролёт

При расстановке опор на ровной местности наибольшая возможная длина пролёта может быть определена в зависимости от максимальной стрелы провисания  $f$ , которую можно допустить при заданной высоте подвеса провода на опоре  $h$  и минимальном габарите от низшей точки кривой провисания провода до земли  $\Gamma$ , требуемом [13] для линий заданного напряжения. Такой пролёт называется габаритным пролётом и обозначается  $l_{\text{габ}}$  (рис. 2.19) [3, 11].

Значение габаритного пролёта определяется путем решения уравнения состояния провода (2.40), в котором исходными являются расчетные условия по прочности (в общем случае возможны три варианта:  $\sigma_-$ ,  $\sigma_{\text{нб}}$ ,  $\sigma_+$ ), а искомыми – габаритные условия. Уравнение является биквадратным относительно длины пролёта:

$$l_{\text{габ}}^4 \left( \frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left( \frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{\text{габ}}^2 (\sigma + \alpha E (\theta_{[\sigma]} - \theta_{[f]})) - \frac{8}{3} f^2 E = 0, \quad (2.51)$$

где  $\gamma_{[f]}$  – удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода, даН/м мм<sup>2</sup>;

$f$  – стрела провисания провода, м;

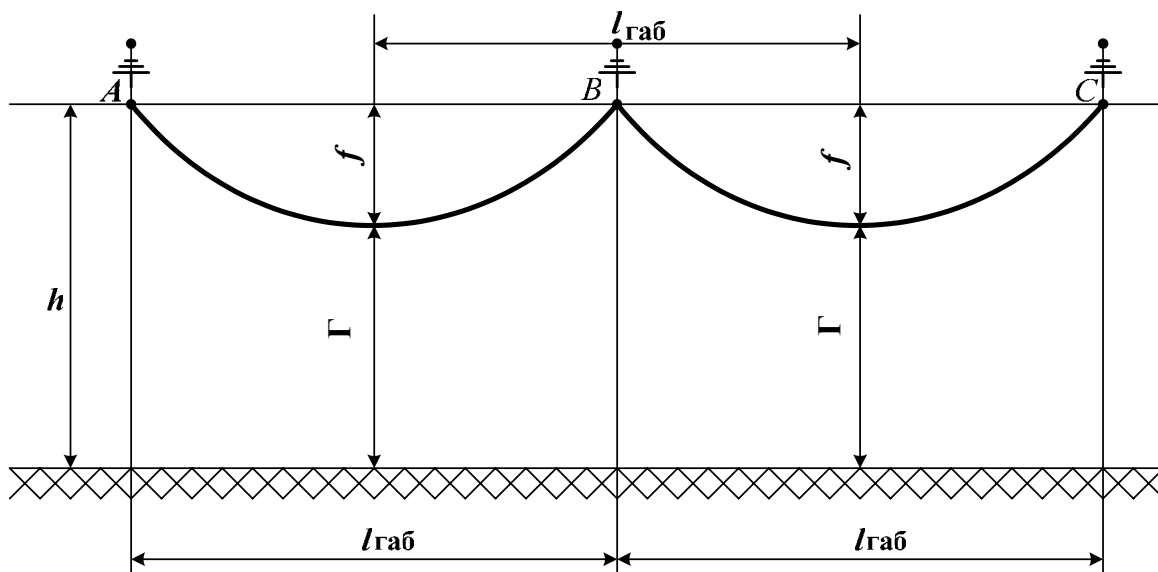


Рис. 2.19. Габаритный пролёт на линии электропередачи с одинаковой высотой точек подвеса провода

$\gamma_{[\sigma]}$  – удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчета провода на прочность, даН/м мм<sup>2</sup>;

$\sigma$  – напряжение в проводе, принятое как исходное для расчета провода на прочность, даН/мм<sup>2</sup>;

$E$  – модуль продольной упругости, Н/мм<sup>2</sup>;

$\alpha$  – температурный коэффициент линейного расширения, град<sup>-1</sup>;

$\theta_{[\sigma]}$  – температура, принятая как исходная для расчета провода на прочность, °С;

$\theta_{[f]}$  – температура, при которой стрела провисания провода достигнет максимального значения, °С.

### Пример 2.5

Пользуясь исходными данными и результатами предыдущих примеров, для строящейся воздушной линии 220 кВ на местности, характеризуемой наивысшей температурой воздуха  $\Theta_+ = 20^\circ\text{C}$ , рассчитать значение критической температуры воздуха и выявить

климатические условия, соответствующие наибольшему провисанию провода. Вычислить длину габаритного пролёта воздушной линии. Суммарную вертикальную нагрузку от собственной массы провода и массы гололеда  $\gamma_3$  принять по результатам расчета *примера 2.1*.

### Решение

Используя формулу (2.50), вычислим значение критической температуры для провода АС 240/32 нормальной конструкции:

$$\Theta_k = (\Theta_{\Gamma} - 3) + \frac{\sigma_{\text{нб}}}{\alpha E} \cdot \frac{\gamma_2}{\gamma_3} = (-5 - 3) + \frac{13}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3} \cdot \frac{0,00115}{0,015} = 55^{\circ}\text{C}$$

Сравним полученное значение критической температуры с заданным значением наивысшей температуры  $\Theta_k = 55 > \Theta_+ = 20^{\circ}\text{C}$  или  $\Theta_+ < \Theta_k$ , следовательно, наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда, то есть при удельной механической нагрузке  $\gamma_3$ , а не при наивысшей температуре воздуха. Итак, габаритными климатическими условиями являются гололедные (при отсутствии ветра).

Пользуясь уравнением (2.51) найдем длину габаритного пролёта при гололедных исходных условиях –  $\gamma_{\text{нб}}$ ,  $\Theta_{\Gamma}$ ,  $\sigma_{\text{нб}}$ . Для упрощения расчетов введем следующие коэффициенты и вычислим их:

$$A = \left( \frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left( \frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \frac{0,015}{8 \cdot 11,04} + \left( \frac{0,0155}{13} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^3}{24} = 0,0007;$$

$$B = \left( \sigma + \alpha E (\theta_{[\sigma]} - \theta_{[f]}) \right) = 13 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-5 - (-5)) = 13;$$

$$C = \frac{8}{3} f^2 E = \frac{8}{3} \cdot 11,04^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 = 2681395,2.$$

Таким образом, получим биквадратное уравнение вида:

$$0,0007 l_{\text{габ}}^4 - 13 l_{\text{габ}}^2 - 2681395,2 = 0.$$

Для того чтобы найти длину габаритного пролёта, необходимо вычислить корень полученного биквадратного уравнения:

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A}} = \sqrt{\frac{13 + \sqrt{13^2 + 4 \cdot 0,0007 \cdot 2681395,2}}{2 \cdot 0,0007}} = 268 \text{ м.}$$

В *примере 2.4* было установлено, что при выборе определяющих условий в расчете провода на прочность следует ориентироваться на длину второго критического пролёта  $l_{2k} = 130,7 \text{ м}$ . Значение  $l_{\text{габ}} = 268 > l_{2k} = 130,1 \text{ м}$ , то есть расчетные условия выбраны верно.

Пересчитаем стрелу провисания провода (*пример 2.2*) для габаритного пролёта:

$$f_{\text{габ}} = \frac{\gamma_1 l^2}{8 \sigma_{\text{д}}} = \frac{0,35 \cdot 10^{-2} \cdot 268^2}{8 \cdot 8,7} = 3,6 \text{ м.}$$

## 2.7. Выбор изоляторов при проектировании воздушных линий электропередачи

### 2.7.1. Типы изоляторов

Изоляторы относятся к ответственным элементам воздушных линий и предназначены для изоляции проводов воздушных линий, находящихся под напряжением, от конструктивных частей опор [3, 6, 11].

Основными материалами для изготовления изоляторов служат электротехнический фарфор, закаленное стекло и полимеры.



*Рис. 2.20. Фарфоровые изоляторы*

Изоляторы из закаленного стекла (рис. 2.21) в отличие от фарфоровых не требуют проверки на электрическую прочность перед монтажом. В случае наличия дефекта изолирующая деталь стеклянного изолятора рассыпается на мелкие части, а остаток стеклянного изолятора сохраняет несущую способность, равную не менее 75 % номинальной электромеханической прочности изолятора.



*Рис. 2.21. Изолятор из закаленного стекла*

В зависимости от класса напряжения воздушной линии фарфоровые и стеклянные изоляторы делятся на штыревые и подвесные, которые составляют две основные группы.

Штыревые изоляторы (рис. 2.22) закрепляются на опорах с помощью штырей и крючьев и применяются на линиях низкого напряжения – до 1000 В, а также на высоковольтных линиях электропередачи напряжением до 35 кВ.



*Рис. 2.22. Штыревой изолятор марки ШС–10*

В обозначении такого вида изоляторов первая буква «Ш» означает «штыревой», вторая – материал, из которого изготовлен изолятор («С» – «стеклянный», «Ф» – «фарфоровый»), следующее за буквами число означает класс напряжения воздушной линии, например, ШС–10.

Расчетной нагрузкой для штыревых изоляторов является нагрузка на изгиб. Срок службы штыревых изоляторов составляет от 15 до 20 лет.

Подвесной изолятор состоит из фарфоровой или стеклянной изолирующей части и металлических деталей – шапок и стержней. Подвесные изоляторы закрепляются на опорах с помощью линейной арматуры,

соединяются в гирлянды, состоящие из нескольких сцепленных между собой элементов (рис. 2.23) и применяются на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше, а также на линиях более низких напряжений в натяжных гирляндах опор анкерного типа.

Первая буква в обозначении «П» означает «подвесной», вторая, как и в случае штыревых изоляторов означает материал изоляции, число обозначает не класс напряжения, а разрушающую механическую нагрузку в килоньютонах (кН), например, ПС–40А. Расчетной нагрузкой для штыревых изоляторов является нагрузка на растяжение. Срок службы подвесных изоляторов составляет 25 – 40 лет.

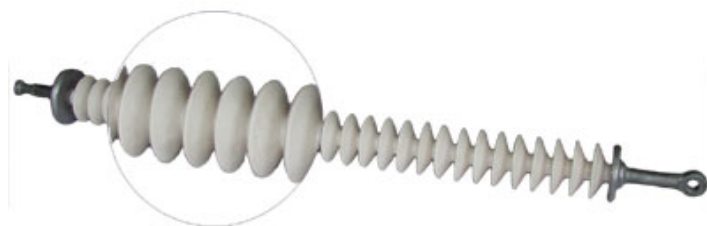


*Рис. 2.23. Гирлянда изоляторов*

Полимерные изоляторы (рис. 2.24) представляют собой комбинированную конструкцию, состоящую из высокопрочных стержней из стеклопластика с полимерным защитным покрытием, стойким к ультрафиолетовым излучениям и химическим воздействиям, тарелок и металлических наконечников.

В настоящее время полимерные изоляторы позволяют заменить целые гирлянды стеклянных изоляторов, так как они значительно легче, чем гирлянды из стекла и фарфора. В зависимости от типа полимерные изоляторы применяются на воздушных линиях 35 – 500 кВ. Первая буква в обозначении «Л» показывает применение для линейной изоляции, вторая буква «К» означает «кремнийорганический», первая цифра показывает минимальную механическую силу при растяжении в кило-

ньютонх (кН), вторая – класс напряжения воздушной линии например, ЛК70/35.



*Рис. 2.22. Полимерный изолятор ЛК70/35*

Хранение изоляторов на площадке осуществляют под навесом и в таком положении, чтобы избежать скопления воды в полостях изолятора.

### **2.7.2. Эксплуатационные характеристики изоляторов. Выбор изоляторов при проектировании**

Эксплуатационные характеристики изоляторов зависят от аэродинамических свойств изолирующей детали (тарелки). Хорошее обтекание изолятора способствует уменьшению загрязнения, лучше происходит его самоочистка дождем и ветром и, как следствие, уровень изоляции всей гирлянды не снижается значительно [3, 6, 11, 13].

Основными характеристиками изолятора являются:

- 1) механическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях, при которой он разрушается, кН;
- 2) электромеханическая разрушающая сила – наименьшее значение силы, приложенной к изолятору в определенных условиях и находящемуся под действием электрических потенциалов, при которой он разрушается, кН;
- 3) длина пути утечки – кратчайшее расстояние или сумма кратчайших расстояний по контуру наружной изоляционной поверхности между частями, находящимися под разными электрическими потенциалами, мм.

При проектировании выбор изоляторов производится на основании требований [13], определяющих необходимую механическую и электрическую прочность.

Исходными данными для выбора изоляторов при проектировании являются:

- 1) напряжение воздушной линии;
- 2) район прохождения трассы линии (особое внимание уделяют высоте над уровнем моря, наличию или отсутствию участков с загрязненной атмосферой);
- 3) материал и тип опор;
- 4) нормативные механические нагрузки на изоляторы.

Нормативную механическую нагрузку на изоляторы характеризует коэффициент запаса прочности  $n$ , который является отношением разрушающей нагрузки к нормативной, действующей на изоляторы в соответствующем режиме.

Коэффициенты запаса прочности изоляторов в различных режимах работы воздушной линии приведены в [Приложении 2, табл. 2.1].

Выбор типа изоляторов для гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы линии производят при наибольшей нагрузке:

$$2,7(n_{\phi} \gamma_{\text{нб}} F_{\text{пр}} l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq P \quad (2.52)$$

и при среднеэксплуатационных условиях:

$$5(n_{\phi} \gamma_1 F_{\text{пр}} l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq P, \quad (2.53)$$

где  $n_{\phi}$  – число проводов в расщепленной фазе, шт;

$P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора [Приложение 2, таблица 2.2], Н;

$l_{\text{вес}}$  – наибольший весовой пролёт линии. В проектах для типовых опор принимают  $l_{\text{вес}} = 1,25 l_{\text{габ}}$ , м;

$G_{\Gamma}$  – средний вес гирлянды изоляторов, принимаемый в зависимости от номинального напряжения воздушной линии [Приложение 2, табл. 2.3], Н;

$F_{\text{пр}}$  – полное поперечное сечение провода, мм<sup>2</sup>.

Натяжные гирлянды изоляторов крепятся на анкерных опорах и воспринимают нагрузку от собственного веса гирлянды и от тяжения провода. Весовые пролёты для стальных анкерных опор в справочных данных обычно не указываются, поэтому необходимо ориентироваться на длину весового пролёта промежуточной опоры.

Выбор изоляторов производится при наибольшей нагрузке:

$$2,7 \sqrt{\left( \frac{\gamma_{\text{нб}} F_{\text{пр}} l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma} \right)^2 + (\sigma_{\text{нб}} F_{\text{пр}})^2} \leq P \quad (2.54)$$

и при среднеэксплуатационных условиях:

$$5\sqrt{\left(\frac{\gamma_1 F_{\text{пр}} l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (\sigma_{\text{э}} F_{\text{пр}})^2} \leq P, \quad (2.55)$$

где  $\sigma_{\text{нб}}$  и  $\sigma_{\text{э}}$  – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднеэксплуатационных условиях, соответственно, Н/мм<sup>2</sup>.

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах является главным визуальным показателем, по которому можно определить класс напряжения воздушной линии. В [Приложении 2, табл. 2.4] приведены данные по количеству изоляторов в гирляндах в условиях обычной незагрязненной атмосферы, а в [6, стр. 65–68, табл. 1.64–1.67] – технические характеристики различных типов изоляторов.

### **Пример 2.6**

Пользуясь исходными данными и результатами предыдущих примеров, для строящейся воздушной линии 220 кВ подобрать изоляторы для комплектования гирлянд, подвешиваемых на промежуточных и анкерных опорах.

### **Решение**

В **примере 2.5** для опоры с шифром П220-2 было получено  $l_{\text{габ}} = 268$  м, тогда  $l_{\text{вес}} = 1,25 l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 268 = 335$  м. Согласно [Приложению 2, табл. 2.3] средний вес гирлянды изоляторов составляет 800 Н. Электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора при номинальном напряжении линии составляет для поддерживающих гирлянд  $P = 60\,000$  Н, для натяжных гирлянд –  $P = 120\,000$  Н [Приложение 2, табл. 2.2].

Используя формулы (2.52) и (2.53), определим тип изоляторов для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы линии при наибольшей нагрузке:

$2,7(n_{\text{ф}} \gamma_{\text{нб}} F_{\text{пр}} l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 2,7(1 \cdot 0,0155 \cdot 281,1 \cdot 335 + 800) = 6101 < 60\,000$  Н;  
при среднеэксплуатационных условиях:

$5(n_{\text{ф}} \gamma_1 F_{\text{пр}} l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 5(1 \cdot 0,0035 \cdot 281,1 \cdot 335 + 800) = 4330 < 60\,000$  Н.

Сравнение полученных значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды должен производиться по режиму наибольшей нагрузки.

Опираясь на таблицу в [6, стр. 65, табл. 1.65], выбираем стеклянные подвесные изоляторы тарельчатые высоковольтные типа ПС–40А с разрушающей электромеханической нагрузкой 40 кН (40 000 Н). Строительная высота одного звена в гирлянде составляет 110 мм (0,11 м), а масса одного изолятора – 1,7 кг. При стальных опорах и напряжении линии 220 кВ в условиях обычной незагрязненной атмосферы, таких изоляторов в гирлянде должно быть 14 штук, тогда длина поддер-

живающей гирлянды изоляторов  $\lambda_{\Pi} = 14 \cdot 0,11 = 1,54$  м, а вес одной гирлянды на промежуточной опоре  $G_{\Gamma \text{ пр}} = 14 \cdot 1,7 = 23,8$  кг.

Нормативные нагрузки, приложенные к натяжным гирляндам изоляторов анкерных опор, находим по формулам (2.54) и (2.55). В формулу (2.55) подставляется значение  $\sigma_3$ , соответствующее весовому пролёту для заданного типа опоры. Так как определяющими климатическими условиями являются условия наибольшей нагрузки, то для определения  $\sigma_3$  воспользуемся кривой 1 графической зависимости изменения напряжения в проводе в зависимости от длины пролёта (рис. 2.18), полученной в **примере 2.4**. При  $l_{\text{вес}} = 335$  м,  $\sigma_3 \approx 3,5$  даН/мм<sup>2</sup>.

При наибольшей нагрузке:

$$2,7 \sqrt{\left( \frac{\gamma_{\text{нб}} F_{\text{пр}} l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma} \right)^2 + (\sigma_{\text{нб}} F_{\text{пр}})^2} =$$

$$= 2,7 \sqrt{\left( \frac{0,0155 \cdot 281,1 \cdot 335}{2} + 800 \right)^2 + (13 \cdot 281,1)^2} = 10696 \leq 120\,000 \text{ Н};$$

при среднеэксплуатационных условиях:

$$5 \sqrt{\left( \frac{\gamma_1 F_{\text{пр}} l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma} \right)^2 + (\sigma_3 F_{\text{пр}})^2} =$$

$$= 5 \sqrt{\left( \frac{0,0035 \cdot 281,1 \cdot 335}{2} + 800 \right)^2 + (3,5 \cdot 281,1)^2} = 6890 \leq 120\,000 \text{ Н}.$$

Сравнение полученных значений нормативных нагрузок показывает, что выбор изоляторов для натяжной гирлянды должен производиться при действии наибольшей нагрузки.

Из [6, стр. 65, табл. 1.65] выбираем стеклянные подвесные изоляторы, тарельчатые высоковольтные типа ПС–40А, с разрушающей электромеханической нагрузкой 40 кН (40 000 Н). Строительная высота одного звена в гирлянде составляет 110 мм (0,11 м), а масса одного изолятора – 1,7 кг. При стальных опорах и напряжении линии 220 кВ в условиях обычной незагрязненной атмосферы таких изоляторов в натяжной гирлянде должно быть 12 штук, тогда длина натяжной гирлянды изоляторов  $\lambda_{\text{ан}} = 12 \cdot 0,11 = 1,32$  м, а вес одной гирлянды на анкерной опоре  $G_{\Gamma \text{ ан}} = 12 \cdot 1,7 = 20,4$  кг.

## 2.8. Линейная арматура. Выбор линейной арматуры при проектировании воздушных линий электропередачи

### 2.8.1. Типы линейной арматуры

Линейную арматуру (рис. 2.23), применяемую при закреплении проводов в гирляндах изоляторов, делят по назначению на четыре основные вида [3, 6, 11]:



Рис. 2.23. Линейная арматура

- 1) зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов.

На опорах промежуточного типа подвешиваются поддерживающие зажимы (рис. 2.24).

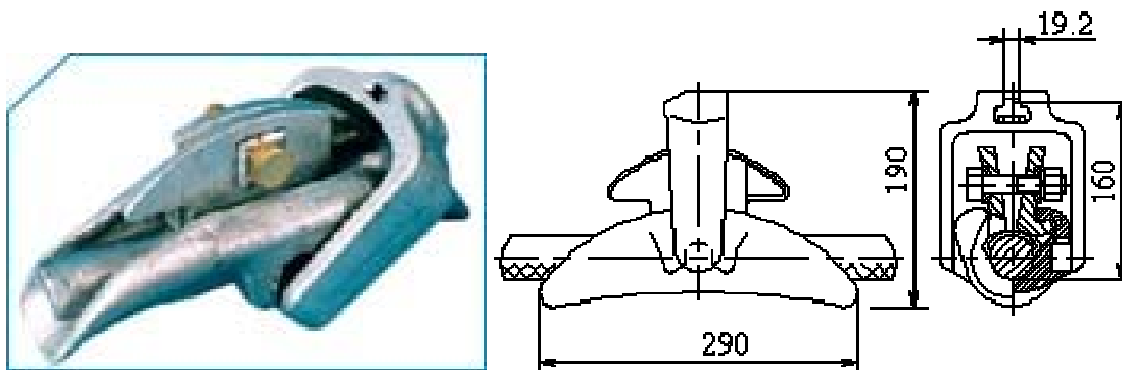


Рис. 2.24. Поддерживающий зажим

Они состоят из лодочки, в которую укладывается провод, плашек и болтов для закрепления провода в лодочке, пружин и кронштейнов для крепления зажима в гирлянде.

В зависимости от прочности закрепления провода, поддерживающие зажимы подразделяются на 4 вида:

**глухие зажимы.** В глухом зажиме провод или трос в случае обрыва в одном из пролётов, как правило, не вытягивается из зажима и тяже-  
ние провода или троса, оставшегося необорванным, передается на про-

межуточную опору. Это основной тип зажимов, применяемых на воздушных линиях;

**зажимы с ограниченной прочностью заделки.** Зажимы этого типа, применяются на воздушных линиях электропередачи 500 кВ. В случае обрыва провод протягивается в зажиме и приспускается. За счет этого продольные нагрузки на промежуточную опору уменьшаются. Однако опыт эксплуатации таких зажимов не вполне удовлетворителен, так как при протягивании через зажимы наблюдаются повреждения отдельных проводов фазы;

**многороликовые подвесы.** Многороликовые подвесы (рис. 2.25) по существу не являются зажимами, так как провод может свободно перекатываться по роликам при разности тяжений в смежных пролётах.

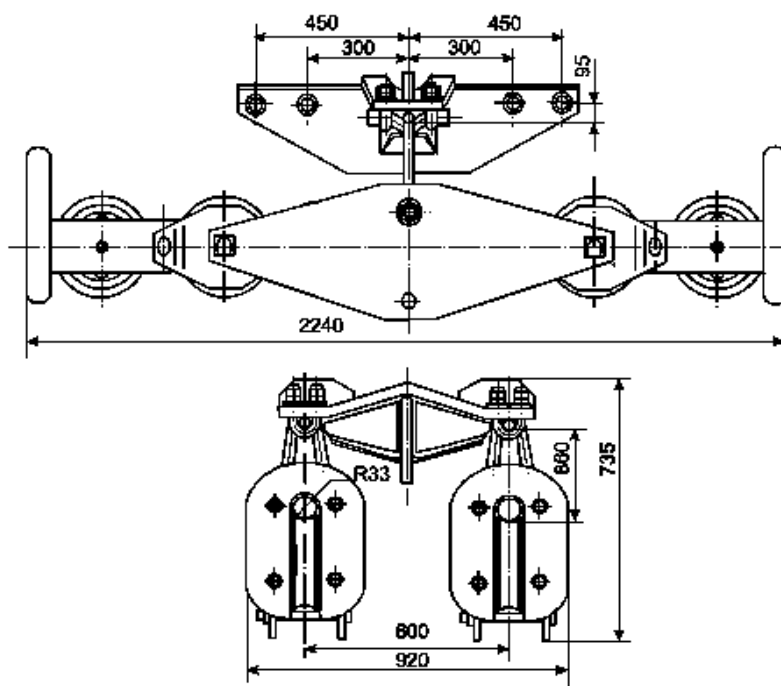


Рис. 2.25. Многороликовый подвес

Многороликовые подвесы применяются для крепления проводов сечением, равным или больше, чем  $300 \text{ мм}^2$  и тросов на промежуточных опорах больших переходов. Защита сталеалюминиевых проводов от излома отдельных проводов фазы обеспечивается гибкими муфтами-протекторами, которые насаживаются на провода на участках возможного их перемещения.

На анкерных и анкерно-угловых опорах натяжение и крепление проводов осуществляется с помощью натяжных зажимов. В зависимости от конструкции и способа монтажа натяжные зажимы подразделяют следующим образом:

**клиновые натяжные зажимы.** Клиновые зажимы применяются для подвески стальных тросов;

**болтовые натяжные зажимы.** Болтовые натяжные зажимы (рис. 2.26) применяются для монтажа проводов сечением  $35 - 300 \text{ мм}^2$ .



Рис. 2.26. Болтовой натяжной зажим

Они состоят из корпуса, натяжных болтов с гайками, прокладок из алюминия и плашек;

**прессуемые натяжные зажимы.** Прессуемые натяжные зажимы (рис. 2.27) применяются для монтажа проводов сечением  $300 \text{ мм}^2$  и более.

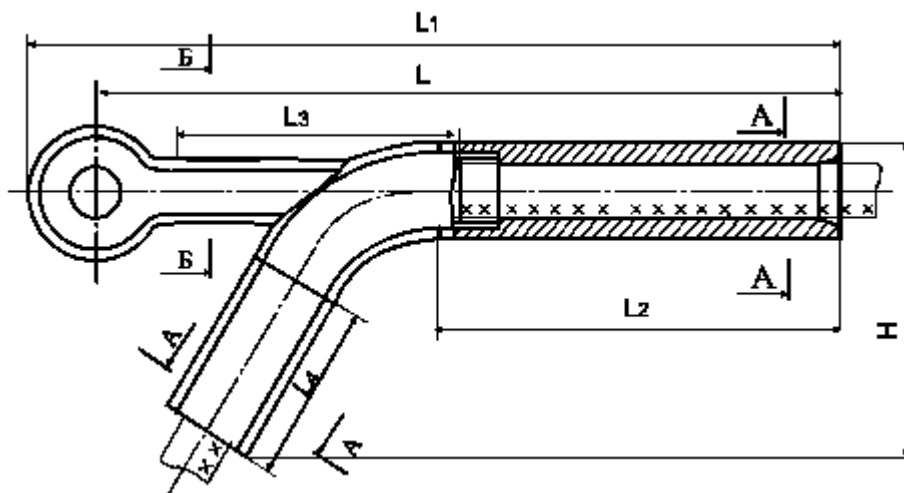


Рис. 2.27. Прессуемый натяжной зажим

Они состоят из стального анкера, в котором опрессовывается стальной сердечник провода и алюминиевого корпуса, в котором опрессовывается алюминиевая часть провода со стороны пролёта. Недостатком такого вида зажимов является необходимость разрезать провод для опрессовывания;

2) сцепная арматура.

Сцепная арматура подразделяется следующим образом:

**скобы**, служащие для перехода с шарнирного соединения на соединение типа «палец-проушина» и изменения расположения оси шарнирности;

**серьги**, соединяемые, с одной стороны, со скобой, а с другой – с шапками изоляторов;

**ушки**, служащие для соединения стержней подвесных изоляторов с другой линейной арматурой;

**промежуточные звенья**, которые предназначены для увеличения и регулирования длины подвески, перехода от одного вида соединения к другому;

### 3) защитная арматура.

Защитная арматура предназначена для защиты изоляторов, проводов, тросов от электрических и механических повреждений. К защитной арматуре относят:

**распорки**, служащие для обеспечения постоянства воздушных промежутков между проводами, между фазой и стойкой опоры, между проводами фазы;

**балласты**, применяемые для уменьшения влияния ветровых нагрузок на провода промежуточных опор, расположенных во впадинах;

**муфты**, предназначенные для защиты провода от повреждения при соприкосновении с арматурой;

**гасители вибрации**, устанавливаемые на проводах и тросах для защиты последних от вибрации;

### 4) соединительная арматура.

Соединительная арматура предназначена для соединения проводов и тросов воздушных линий электропередачи. К соединительной арматуре относятся: овальные, плашечные, прессуемые, клыковые, петлевые и заземляющие зажимы.

Технические характеристики всех видов линейной арматуры приведены в [6, стр. 70–121, табл. 1.68–1.132].

## 2.8.2. Выбор линейной арматуры при проектировании

Выбор линейной арматуры производится в соответствии с выбранным типом изоляторов [6]. Например, если изоляторы имеют электромеханическую разрушающую нагрузку 60 000 Н, то они должны сопрягаться с арматурой, гарантированная прочность которой составляет 60 000 Н. Поддерживающие зажимы для линий 35 – 330 кВ принимаются во всех случаях глухие, а для линий 500 кВ – глухие или с огра-

ниченной прочностью заделки. Натяжные зажимы выбираются в зависимости от площади поперечного сечения проводника.

## **2.9. Расстановка опор по профилю трассы**

### **2.9.1. Общие сведения**

Выбор оптимальной трассы, обеспечивающей возможность экономичного сооружения воздушной линии, является одной из ответственных частей проекта [3, 11]. Наиболее дешевой была бы линия с самой короткой трассой, то есть проходящая по прямой линии, соединяющей пункты её начала и конца. Выбор прямой трассы невозможен, так как на ней могут находиться населенные пункты, промышленные сооружения, водные пространства, горы и другие препятствия, преодоление которых привело бы к увеличению стоимости линии. Поэтому выбор трассы для воздушной линии начинают с осмотра района прохождения по карте, на которую наносят ломаную линию, как можно более приближающуюся к прямой, но обходящую препятствия. После выбора трассы по карте производится осмотр района на местности.

Самым удобным способом выбора трассы является аэрофотосъемка, позволяющая рассматривать ряд вариантов и определять наилучший.

При выборе трассы следует учитывать следующие факторы:

- 1) условия транспорта материалов на линию. С этой точки зрения выгоднее строить трассы вдоль железных и шоссейных дорог, так как трассы, находящиеся на значительном расстоянии от транспортных путей, требуют доставки материалов по бездорожью, что ведет к удорожанию строительства воздушной линии;
- 2) линии связи. Вдоль шоссейных дорог обычно проходят линии связи, и при параллельном следовании линия электропередачи окажет влияние на линию связи, наводя мешающие электродвижущие силы. Поэтому трасса линии должна проходить на определенном расстоянии от линий связи, которое определяется в соответствии с указаниями по электромагнитной совместимости [13]. Пересечения с линиями связи не представляют затруднений и не влияют на выбор трассы. В некоторых случаях производят переустройство линий связи или их замену на кабельные линии на участках пересечений;

- 3) переходы через водные преграды и инженерные сооружения. Особое внимание обращают на выбор наиболее удобных мест переходов через реки, водные пространства и инженерные сооружения. Если переход через крупную судоходную реку неизбежен, то выбор трассы начинают именно с выбора места перехода. Наиболее удобным будет участок реки с высокими неразмываемыми берегами, так как при наличии такого участка установка опор нормальной высоты может обеспечить требуемый габарит проводов над водой (рис. 2.28).

Если такого участка нет, то выбирают место, на котором река имеет меньшую ширину (рис. 2.29). Желательно, чтобы на пути перехода не было заливаемой поймы, в особенности поймы с ледоходом, так как потребуется установка специальных фундаментов, рассчитанных на давление льдин (параграф 2.10.4). Согласно требованиям [13] переход через водные преграды должен ограничиваться концевыми опорами, устанавливаемыми на расстоянии 300 – 700 м от переходных промежуточных опор.

Переходы через железные и шоссейные дороги первой категории должны быть ограничены анкерными опорами, поэтому углы поворота трассы целесообразно совмещать с ними. Пересечения выбирают в тех местах, где пути проходят на уровне земли, или в выемках, чтобы не повышать опоры. При пересечении провода воздушной линии более высокого напряжения должны быть расположены над проводами линии более низкого класса напряжения.

Встречающиеся на пути трассы линии электропередачи желательно пересекать ближе к середине пролёта, там, где провода и тросы находятся на меньшей высоте над землей и устанавливать одну из опор пересекающей линии ближе к пересекаемой настолько, чтобы расстояние от пересекающей линии до проводов пересекаемой линии было не менее нормируемого [13];

- 4) поворот трассы воздушной линии. Нежелательно совмещение угла поворота трассы с точкой установки высокой переходной опоры, так как в этом случае необходимо будет установить высокую анкерную опору, масса которой значительно больше, чем масса промежуточной.

### **2.9.2. Продольный профиль трассы**

Продольный профиль трассы представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы воздушной линии. Обычно рельеф

трассы не бывает ровным, и профиль изображается ломаной линией (рис. 2.30) [3, 11].

Основное назначение профиля трассы – проверка вертикальных расстояний воздушных линий над землей.



*Рис. 2.28. Переход воздушной линии 35 кВ через пролив Босфор-Восточный*

Чертеж профиля трассы выполняется в разных масштабах по вертикали и горизонтали. Как правило, принимают масштаб по горизонтали – 1:5000, а вертикальный – 1:500, так как такой масштаб удовлетворяет требованию точности по определению точек установки опор и высоты провода над землей. На продольном профиле обозначают пересекаемые инженерные сооружения – железные и шоссейные дороги, линии электропередачи и связи, причем указывают отметки полотна дорог, а для линий – число проводов и их отметки. На чертеж профиля наносят геологический разрез, на котором указывают глубину залегания грунтов и их вид.

Под горизонтальной линией, ограничивающей чертеж профиля, наносят следующие данные:

- 1) отметки профиля;

- 2) горизонтальные расстояния между точками, отметки которых были замерены;
- 3) пикетаж – длина трассы в сотнях метров. Положение отдельных опор условно записывают в виде  $369 + 55$ , что обозначает расстояние 55 м от пикета 369 или расстояние  $36900 + 55 = 36955$  м от начала трассы;



*Рис. 2.29. Переход воздушной линии 500 кВ через реку Амур*

- 4) абрис (ситуация) – узкая полоса плана линии, где указываются границы пересекаемых трассой полей, лугов, болот, лесов, рек и инженерных сооружений;
- 5) углы поворота – условные обозначения углов поворота линии с указанием их точных значений. Углы поворота влево обозначают зигзагообразной линией вниз от горизонтальной, углы поворота вправо – вверх от горизонтальной линии;
- 6) допускаемое давление опоры на грунт;
- 7) графы, относящиеся к длине анкерowanych участков, приведенному пролёту и тяжению провода заполняют после расстановки опор по профилю трассы.

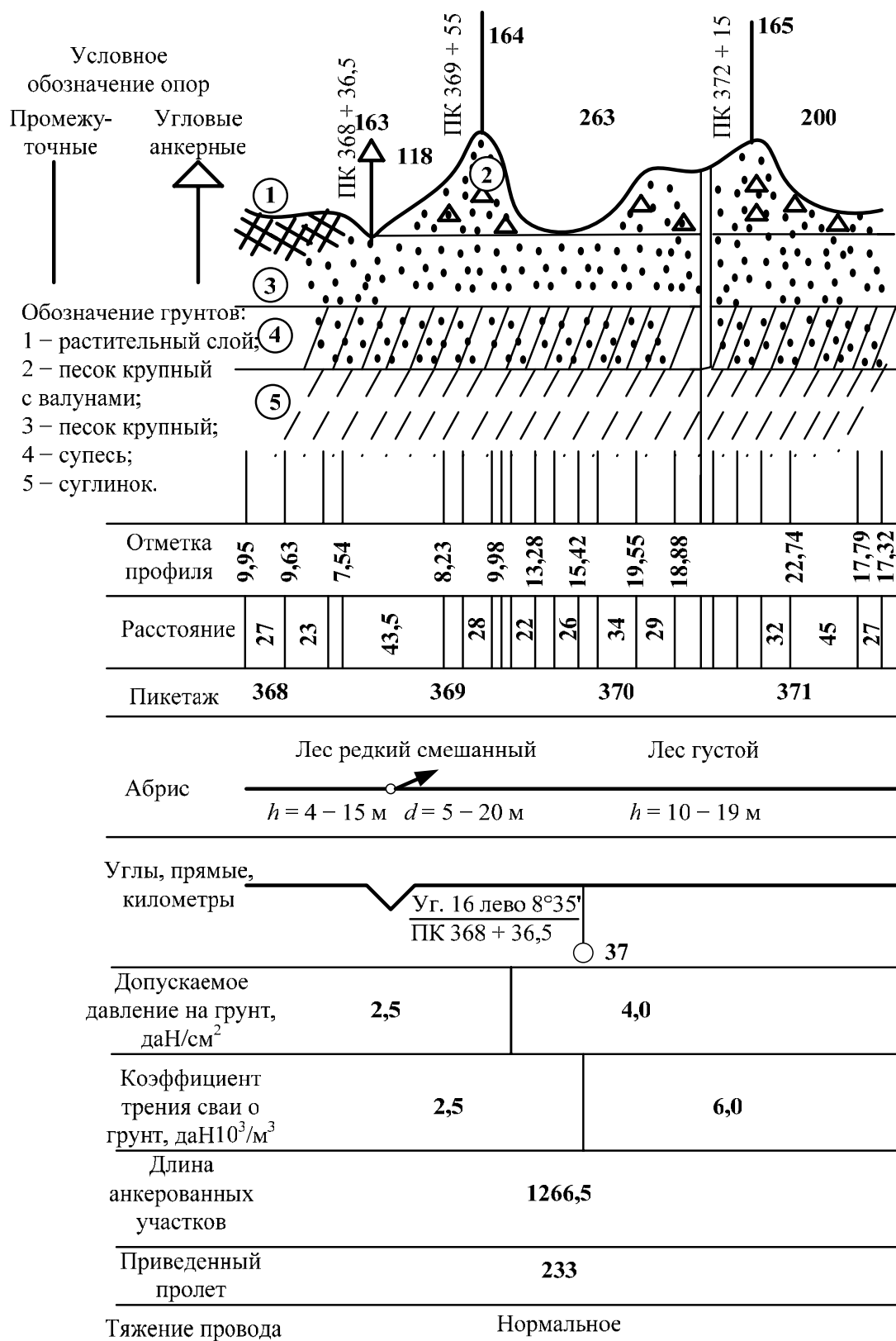


Рис. 2.30. Продольный профиль трассы

### 2.9.3. Расстановка опор по профилю трассы с помощью шаблона

Как отмечено выше, профиль земли редко бывает ровным, поэтому в условиях неровного профиля расстановка опор производится с помощью шаблона [3, 11].

Шаблон представляет собой три кривые (параболы), расположенные друг над другом с определенным сдвигом по вертикали (рис. 2.31).

**Кривая 1** – кривая максимального провисания провода строится по уравнению:

$$y = \frac{\gamma x^2}{2\sigma} = \frac{\gamma \cdot 10^4}{2\sigma} \left( \frac{x}{100} \right)^2 = k_{\text{ш}} \left( \frac{x}{100} \right)^2, \quad (2.56)$$

где  $k_{\text{ш}}$  – коэффициент шаблона;

$\gamma$  – удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода, даН/м мм<sup>2</sup>;

$\sigma$  – напряжение, соответствующее габаритному пролёту, даН/мм<sup>2</sup>;

$x$  – значение длины габаритного пролёта  $(0 - 0,75)l_{\text{габ}}$ , м.

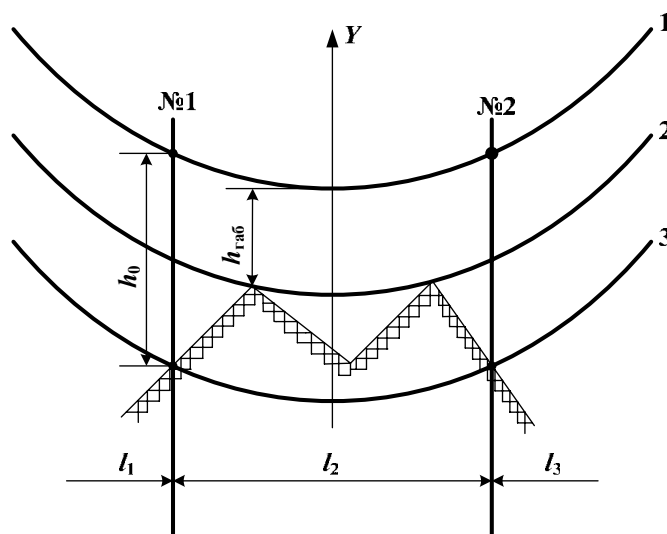


Рис. 2.31. Наложение шаблона на профиль трассы

**Кривая 2** – габаритная кривая. Габаритная кривая служит для проверки габарита от проводов до земли и пересекаемых инженерных сооружений. При построении сдвигается вниз по вертикали от кривой 1 на расстояние, равное требуемому габариту:

$$h_{\text{габ}} = \Gamma + (0,3 \div 0,5), \quad (2.57)$$

где  $\Gamma$  – требуемый габарит (наименьшее расстояние от проводов до поверхности земли, или инженерных сооружений), м [13, стр. 359–384, табл. 2.5.23–2.5.36];

$0,3 \div 0,5$  – запас габарита для учета неровностей профиля, м.

Важным условием является то, что кривая 2 должна **только касаться линии профиля**, как показано на рис. 2.31, а не пересекать ее. Только в этом случае можно говорить о том, что требуемый габарит выдержан.

**Кривая 3** – земляная кривая. Земляная кривая служит для правильного наложения шаблона без измерения и обозначения высоты подвеса провода на опорах. Ее сдвигают вниз от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвеса провода  $h_0$  на опорах:

$$h_0 = H_{\text{тр}}^{\text{нж}} - \lambda, \quad (2.58)$$

где  $H_{\text{тр}}^{\text{нж}}$  – высота от земли до нижней траверсы опоры, м [6, стр. 31–51, табл. 1.25–1.45];

$\lambda$  – длина гирлянды изоляторов, м.

Пример расстановки опор по профилю показан на рис. 2.32.

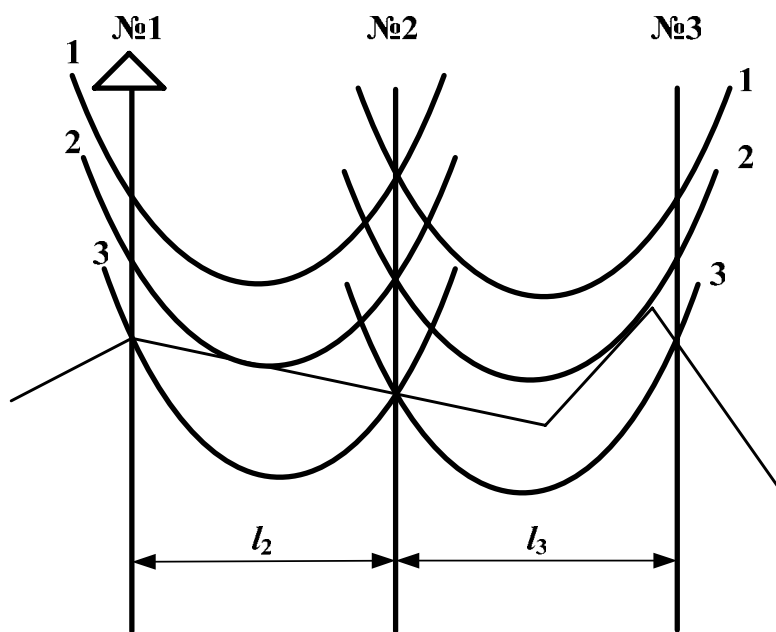


Рис. 2.32. Расстановка опор при помощи шаблона

Расстановку опор начинают с концевой или с угловой опоры и продолжают в пределах участка до следующего угла или до анкерной опоры, положение которой может быть установлено заранее, например, до анкерной опоры перехода через инженерное сооружение или водную преграду. Положение концевой опоры зависит от выбранного положения подстанции, а положение угловой опоры должно совпадать с угла-

ми поворота линии, определенными соответствующими точками на профиле.

Предположим, что опора № 1 на рис. 2.32 является концевой или угловой. Шаблон накладывается на профиль так, чтобы кривая 3 пересекла профиль в точке установки опоры № 1, ось шаблона была вертикальной, а кривая 2 только касалась профиля, тогда вторая точка пересечения кривой 3 с профилем определит местоположение опоры №2. Место установки опоры № 2 отмечают на шаблоне и, повторяя операцию наложения шаблона, находят место установки всех последующих опор. Если последний пролёт окажется малым, то его следует увеличить за счет некоторого сокращения предыдущих, соблюдая условие, что смежные пролёты промежуточных опор не должны отличаться по длине друг от друга более чем в два раза.

### **Пример 2.7**

Пользуясь исходными данными и результатами предыдущих примеров, для строящейся воздушной линии 220 кВ рассчитать и построить шаблон для расстановки промежуточных опор.

### **Пояснения**

При расчете и построении шаблона для расстановки опор по профилю необходимо учесть следующие требования:

- 1) требуемый габарит не должен быть меньше, чем регламентировано в [13];
- 2) нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов.

### **Решение**

Шаблон строится на основании расчета ординат кривой максимального провисания провода (формула 2.56).

В **примере 2.5** был сделан вывод о том, что наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда, следовательно, в формулу для расчета коэффициента шаблона  $k_{ш}$  подставим значение удельной механической нагрузки  $\gamma_3$  из **примера 2.1**.

Значение напряжения при выбранных в **примере 2.4** условиях на данном этапе неизвестно, поэтому воспользуемся уравнением (2.40) для его вычисления. При этом исходными условиями будут условия наибольшей нагрузки  $(\gamma_{нб}, \sigma_{нб}, \Theta_{\Gamma})$ , а искомыми – габаритные условия  $(\gamma_3, \sigma_{габ}, \Theta_{\Gamma})$ :

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_3^2 E l_{габ}^2}{24 \sigma_{габ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 E l_{габ}^2}{24 \sigma_{нб}^2} - \alpha E (\Theta_{\Gamma} - \Theta_{\Gamma}).$$

Числовые подстановки приводят к уравнению:

$$\sigma_{габ} - \frac{5555,14}{\sigma_{габ}^2} = 13 - 35,1 = -22,1;$$

$$\sigma_{габ}^3 + 22,1 \sigma_{габ}^2 - 5555,14 = 0.$$

Для вычисления  $\sigma_{габ}$ , как и в **примере 2.4**, воспользуемся итерационным методом Ньютона, тогда выражение для итерационного счета будет иметь вид:

$$\sigma_{габk+1} = \frac{\sigma_{габk}^2 (2 \sigma_{габk} + 22,1) + 5555,14}{\sigma_{габk} (3 \sigma_{габk} + 44,2)}.$$

Очевидно, что  $\sigma_{габ}$  должно быть меньше, чем  $\sigma_{нб} = 13$  даН/мм<sup>2</sup>, поэтому на нулевой итерации принимаем 13 даН/мм<sup>2</sup>.

Результаты итерационного процесса приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

*Результаты расчета напряжения в проводе при габаритных климатических условиях, даН/мм<sup>2</sup>*

$\sigma_{габ0}$	$\sigma_{габ1}$	$\sigma_{габ2}$	$\sigma_{габ3}$
13	12,65	12,64	12,64

Итак,  $\sigma_{габ} = 12,64$  даН/мм<sup>2</sup>,

тогда

$$k_{ш} = \frac{\gamma_3 \cdot 10^4}{2 \sigma_{габ}} = \frac{0,015 \cdot 10^4}{2 \cdot 12,64} = 5,9, \text{ а } y = 5,9 \cdot \left( \frac{x}{100} \right)^2.$$

Задаваясь значениями  $x = (0 - 0,75)l_{габ}$ , найдем ординаты кривой максимального провисания провода (кривой 1) –  $y_1$ , м. Результаты расчетов сведем в табл. 2.5.

Кривая 2 – габаритная равноудалена от кривой 1 по вертикали на расстояние, равное требуемому габариту (формула 2.57). Требуемый габарит для воздушных линий напряжением 220 кВ, строящихся в ненаселенной местности, равен 7-ми метрам [13, стр. 359, табл. 2.5.23]. С учетом запаса габарита в 0,3 м найдем ординаты габаритной кривой  $y_2$ , м. Результаты расчетов сведем в табл. 2.5.

Кривая 3 – земляная равноудалена от кривой 1 по вертикали на расстояние, равное высоте подвеса провода на опорах (формула 2.58). Высота от земли до нижней траверсы унифицированной свободностоящей стальной промежуточной опоры марки П220-2  $H_{тр}^{нж} = 22,5$  м. Дли-

на гирлянды изоляторов на промежуточной опоре (**пример 2.6**) составляет 1,54 м. Найдем ординаты земляной кривой  $y_3$ , м. Результаты расчетов сведем в табл. 2.5.

На основании данных табл. 2.5 построен шаблон для расстановки опор по профилю трассы (рис. 2.33). На шаблоне указаны габаритный и весовой пролёты.

Таблица 2.5

*Результаты расчета ординат кривых (парабол)  
для построения расстановочного шаблона*

$x$ , м	0	50	100	150	201
$y_1$ , м	0	0,6	2,4	4,7	24,8
$y_2$ , м	-7,3	-6,7	-4,9	-2,6	17,5
$y_3$ , м	-21,0	-20,4	-18,6	-16,3	3,9

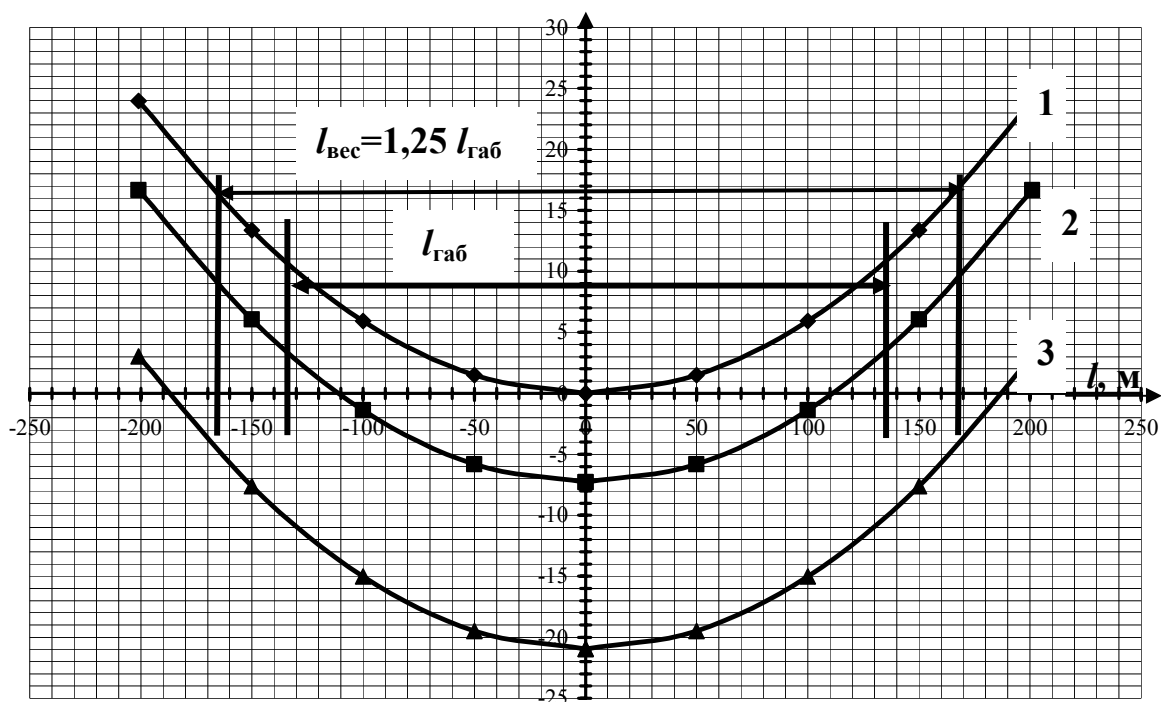


Рис. 2.33. Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

#### 2.9.4. Особые случаи расстановки опор по профилю трассы

При расстановке опор на пересеченной местности [3, 11] встречаются случаи, когда промежуточная опора № 3 (рис. 2.34) устанавливается на более низкой отметке, чем соседние промежуточные опоры № 2 и № 4. Установка такой опоры необходима, если при ее отсутствии значе-

ние пролёта  $l_2$  сильно превышает значение пролёта, принятого в расчете. В этом случае необходимо проверить, не будет ли вертикальная сила, направленная вверх поднимать поддерживающую гирлянду изоляторов, что может вызвать замыкание провода на землю через траверсу опоры.

Проверка производится при помощи шаблона, который накладывают на профиль так, чтобы он прошел через точки подвеса провода на опорах № 2 и № 4. Если кривая шаблона будет выше точки подвеса провода на опоре № 3, то на нее будет воздействовать вертикальная сила.

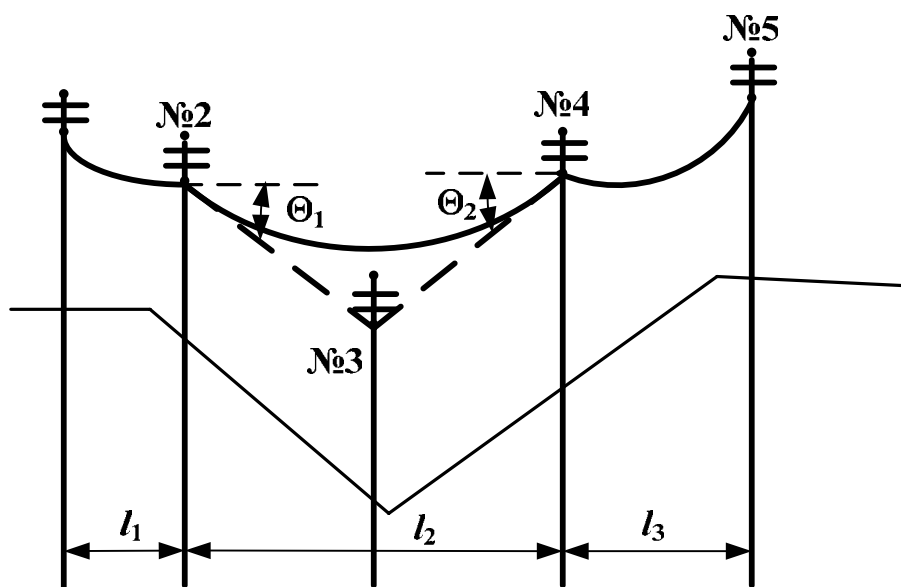


Рис. 2.34. Установка одной из опор на низкой отметке

Для предотвращения подъема поддерживающих гирлянд применяют следующие мероприятия:

- 1) подвеска грузов на гирляндах опоры № 3;
- 2) установка анкерной опоры вместо промежуточной;
- 3) ослабление тяжения провода.

Последнее мероприятие рекомендуется в исключительных случаях, так как при ослаблении тяжения увеличиваются стрелы провисания проводов, и как следствие, число опор на всем участке.

Вес груза можно найти по формуле:

$$G_{\text{гр}} \geq V + (0,3 \div 0,5) p_1 l_{\text{габ}}, \quad (2.59)$$

где  $p_1$  — нагрузка на провод без гололеда, даН/м;

$l_{\text{габ}}$  — габаритный пролёт, м;

$V$  — вырывающая сила, определяемая по формуле:

$$V = H \cdot (\operatorname{tg} \Theta_1 + \operatorname{tg} \Theta_2). \quad (2.60)$$

Здесь  $H$  – тяжение в низшей точке кривой провисания провода, даН;

$\Theta_1$  и  $\Theta_2$  – углы наклона к горизонтали прямых, соединяющих точки подвеса на опорах № 2 и № 3, а также № 3 и № 4, град.

### 2.9.5. Установка переходных опор

Установка переходных опор и монтаж проводов должны выполняться особенно точно, так как недостаточные габариты над пересекаемыми объектами недопустимы [3, 6, 11, 13].

Основной целью расчета переходов является определение высоты над пересекаемыми объектами

В первом приближении эту высоту определяют при помощи шаблона по расстоянию от кривой 1 до пересекаемого объекта. После выбора положения опор по шаблону необходимо проверить полученное расстояние расчетом. Проверку производят, исходя из отметок точек подвеса провода на опорах  $h_A$  и  $h_B$ , а также расстояния до пересекаемого объекта  $x$  (рис. 2.35) по формуле:

$$\Gamma = h_B - y - h, \quad (2.61)$$

где  $h_B$  – отметка подвеса провода на опоре, м;

$h$  – отметка пересекаемого объекта, м.

Допуская, что продольный профиль трассы сохраняет равнинный характер, стрелу провисания провода над пересекаемым объектом можно найти по формуле (2.24).

Если продольный профиль имеет уклон (рис. 2.35), то формула 2.24 примет вид:

$$y = \frac{\gamma x}{2\sigma} (l - x) + x \cdot \operatorname{tg} \Theta, \quad (2.62)$$

где  $\Theta$  – угол уклона, град.

В общем случае значения  $\sigma$  и  $\gamma$  в формуле (2.24) принимаются из расчета провода для режима, в котором стрела провеса получается наибольшей. Исключения составляют переходы через железную дорогу, где эти величины определяются для температуры  $+70^\circ\text{C}$  (с учетом нагрева проводов электрическим током) и на пересечениях линий между собой – при температуре  $+15^\circ\text{C}$ .

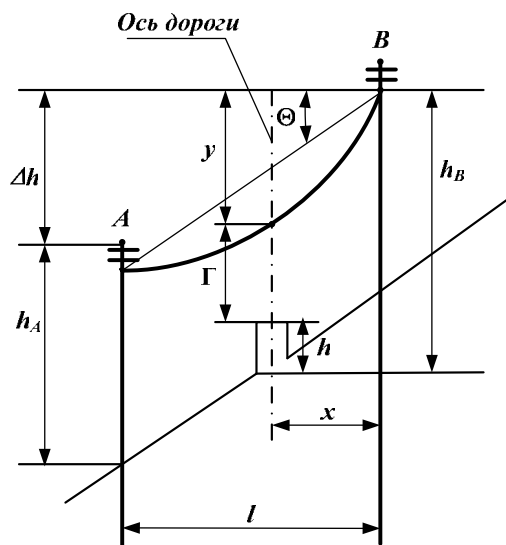


Рис. 2.35. Переход через автомобильную дорогу

Если переход ограничен с обеих сторон анкерными опорами, то расчет габарита производится только по нормальному режиму. Если одна или обе опоры промежуточные, то при пересечениях линий связи, железных и автомобильных дорог, трамвайных и троллейбусных линий, надземных трубопроводов и канатных дорог линиями с проводами сечением менее  $185 \text{ мм}^2$  требуется расчет габарита по аварийному режиму (параграф 2.13) при обрыве провода в соседнем пролёте. Расчет габарита в аварийном режиме производится при среднегодовой температуре и отсутствии гололеда и ветра.

При пересечениях воздушных линий между собой расчет аварийного режима не требуется.

### Пример 2.8

Рассчитать переход воздушной линии 220 кВ, строящейся на металлических опорах с проводами АС-240/32, через автомобильную дорогу I категории (ширина земляного полотна 27,5 м и более) с отметкой полотна  $h = 3 \text{ м}$  (рис. 2.35). Выбрать тип и конструкцию анкерных опор, ограничивающих пролёт пересечения. Пролёт перехода составляет 200 м. Расстояние от опоры **B** до оси дороги 130 м.

### Пояснения

Переход планируется ограничить с обеих сторон анкерными опорами, поэтому проверку габарита произведем только по нормальному режиму. Угол пересечения воздушной линии с автомобильными дорогами не нормируется.

Согласно [13] вертикальное расстояние от проводов воздушной линии напряжением 220 кВ до полотна автомобильной дороги I катего-

рии должно быть в нормальном режиме работы воздушной линии не менее 8-ми метров.

Наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда (*пример 2.5*), то есть при удельной механической нагрузке  $\gamma_3 = 0,015$  даН/м мм<sup>2</sup> (*пример 2.1*), поэтому в качестве габаритных климатических условий были выбраны гололедные (без ветра) при  $\sigma_{габ} = 12,64$  даН/мм<sup>2</sup> (*пример 2.7*).

### **Решение**

Необходимо выбрать анкерные опоры. Так как строительство воздушной линии планируется осуществить с использованием стальных свободностоящих опор (*пример 2.1*), то и анкерные опоры следует выбрать стальные свободностоящие. Из [6, стр. 40, табл. 1.34] выбираем опору с шифром 1У220-2 с высотой расположения нижней траверсы 10,4 м.

Стрелу провисания провода над дорогой находим по формуле (2.24):

$$y = \frac{\gamma x}{2\sigma}(l - x) = \frac{0,015 \cdot 130}{2 \cdot 12,64}(200 - 130) = 5,4 \text{ м},$$

а габарит над дорогой проверяем по формуле (2.61):

$$\Gamma = h_B - y - h = 10,4 - 5,4 - 3 = 2 \text{ (м)} < 8 \text{ м},$$

что недопустимо, поэтому следует применить опору с подставкой высотой 9 м, имеющей основание шириной 7,9 м, тогда высота крепления проводов на нижней траверсе будет составлять  $10,4 + 9 = 19,4$  м. В данном случае шифр опоры станет 1У220-2+9, а габарит над дорогой

$$\Gamma = h_B - y - h = 19,4 - 5,4 - 3 = 11 \text{ м} > 8 \text{ м}, \text{ что является приемлемым.}$$

### **Пример 2.9**

Двухцепная воздушная линия 220 кВ, строящаяся на металлических опорах с проводами АС-240/32, по направлению трассы должна пересекать автомобильную дорогу I категории с шириной полотна 30 м (рис. 2.36) и идущие параллельно автомобильной дороге линии связи. Определить наибольшее возможное расстояние между анкерными опорами, ограничивающими пролёт пересечения.

### **Пояснения**

Так как строящаяся воздушная линия пересекает помимо автострасы еще и линии связи, то проверку габарита необходимо произвести с учетом нагрева проводов электрическим током, то есть при нагрузке проводов собственной массой при температуре  $\Theta_{доп} = +70^\circ\text{C}$ . Опоры, ограничивающие пролёт, могут быть только анкерными нормальной конструкции.

Горизонтальное расстояние от основания опоры до бровки земляного полотна дороги следует выбирать при пересечении не менее высоты опоры.

Кроме автостреды объектами пересечения будут линии связи (на рис. 2.36 – ЛС). В разделе «Пересечение и сближение воздушных линий с сооружениями связи, сигнализации и радиофикации» [13] предписывается выполнять следующие требования:

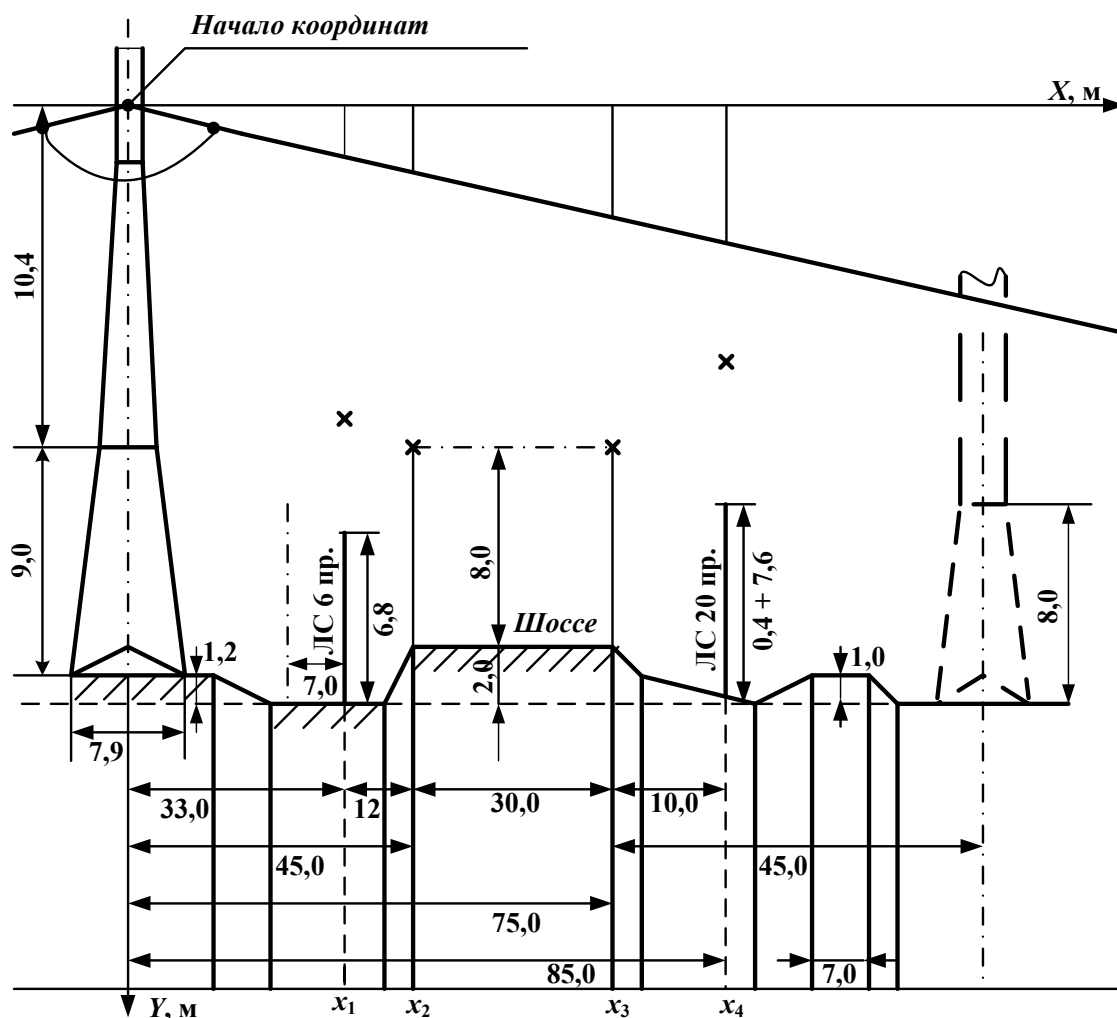


Рис. 2.36. Профиль трассы на участке пересечения воздушной линии с автостредой и двумя воздушными линиями связи (проектное решение воздушного перехода)

- 1) угол пересечения проводов воздушной линии с проводами линии связи должен быть близок к  $90^\circ$ ;
- 2) место пересечения следует выбирать как можно ближе к опоре воздушной линии. Не допускается расположение опор линии связи под проводами воздушной линии. Расстояние по горизонтали

от опоры воздушной линии до проводов линии связи должно быть не менее 7-ми метров, а от опоры линии связи до проекции ближайшего провода воздушной линии – не менее 15 м;

- 3) опоры воздушной линии, ограничивающие пролёт пересечения с линией связи, должны быть анкерного типа (железобетонными, стальными или деревянными). При  $U_{\text{ном}} > 35$  кВ и проводах сечением  $120 \text{ мм}^2$  и более разрешается сооружать пересечение с применением промежуточных опор;
- 4) для воздушных линий 220 кВ расстояние по вертикали от проводов воздушной линии до проводов линии связи в нормальном режиме должно быть не менее 4-х м, в аварийном режиме – не менее 2-х м (при применении промежуточных опор);
- 5) для воздушных линий 220 кВ, пересекающих несколько инженерных сооружений (в данном случае автостраду и линии связи), следует выполнять проверку габаритов при нагрузке проводов собственной массой и допустимой температуре  $\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ .

### **Решение**

Как и в **примере 2.8**, применим опору с шифром 1У220-2 с высотой расположения нижней траверсы 10,4 метра [6, стр. 40, табл. 1.34], полной высотой опоры 29,4 м на подставке высотой 9 м имеющей основание шириной 7,9 м, тогда высота крепления проводов на нижней траверсе будет составлять  $10,4 + 9 = 19,4$  м, полная высота опоры –  $29,4 + 9 = 38,4$  м, шифр опоры станет 1У220-2+9.

Наименьшее расстояние по горизонтали от бровки земляного полотна до основания опоры должно быть 38,4 м, а до вертикальной оси опоры –  $(38,4 + 7,9/2) = 42,35$  м. Такое расположение опоры удовлетворяет требованиям [13] к горизонтальному расстоянию до проводов линий связи.

Необходимо определиться, где расположить ближайшую к объектам пересечения опору – справа или слева от автострады. Так как поверхность земли слева от автострады имеет на 1,2 м более высокую отметку, предпочтительной является установка такой опоры слева от автострады, а положение второй (правой) анкерной опоры определится расчетом.

Примем расстояния по горизонтали: от вертикальной оси левой опоры до проводов левой линии связи высотой 6,8 м – 33 м; от вертикальной оси левой опоры до левой бровки земляного полотна – 45 м; от вертикальной оси левой опоры до правой бровки земляного полотна – 75 м; от вертикальной оси левой опоры до проводов правой линии связи высотой 7,6 м – 85 м (рис. 2.36).

Расстояния по вертикали отсчитаем от единого горизонтального уровня, в качестве которого примем уровень площадки под левой линией связи.

Начало системы координат, совмещенное с точкой крепления нижнего провода на левой анкерной опоре, будет располагаться на высоте  $(19,4 + 1,2) = 20,6$  м над принятым уровнем. Допустим, что продольный профиль трассы справа и слева от объектов пересечения сохраняет равнинный характер, поэтому угол уклона  $\Theta \approx 0$ .

Определяющими условиями при расчете провода на прочность признаны гололедные условия:

$$\gamma_{\text{нб}} = 0,0155 \text{ даН/м мм}^2; \sigma_{\text{нб}} = 13 \text{ даН/мм}^2; \Theta_{\Gamma} = -5^{\circ} \text{ С.}$$

Так как проверку габаритов необходимо выполнить при допустимой температуре  $\Theta_{\text{доп}} = 70^{\circ} \text{ С}$ , составим уравнение состояния провода, где исходные условия – условия наибольшей нагрузки, а искомые – условия работы провода при  $70^{\circ} \text{ С}$ :

$$\sigma_{70} - \frac{\gamma_1^2 E l_{\text{ан}}^2}{24 \sigma_{70}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 E l_{\text{ан}}^2}{24 \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha E (\Theta_{\Gamma} - 70).$$

Зададимся первоначальной длиной анкерного пролёта  $l_{\text{ан}} = 100$  м, тогда

$$\begin{aligned} A &= \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 E l_{\text{ан}}^2}{24 \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha E (\Theta_{\Gamma} - 70) = \\ &= 13 - \frac{(0,0155)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 100^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-5 - 70) = 19,98; \\ B &= \frac{\gamma_1^2 E l_{\text{ан}}^2}{24} = \frac{(0,0035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 100^2}{24} = 42. \end{aligned}$$

Нулевое приближение для вычисления механического напряжения:

$$\sigma_{70} \approx \sigma_{\text{э(к)}}^{(1)} = 2,94 \text{ даН/мм}^2 \text{ (пример 2.4).}$$

Алгоритм итерационного метода Ньютона для решения уравнения состояния провода приведен в **примере 2.4**.

Вычислим значения коэффициентов  $A$  и  $B$ , а также значений механических напряжений  $\sigma_{70}$  при длинах пролётов от 100 до 200 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл. 2.6.

Отрицательного значения напряжения быть не может (табл. 2.6, столбец 7), поэтому ограничимся длиной анкерного пролёта в 200 м.

Рассчитаем ординаты кривой провисания провода (высотные отметки положения низших проводов над инженерным сооружением) для точек на оси абсцисс, обозначенных на рис. 2.36 как  $x_1, x_2, x_3, x_4$ , и для точки  $x_5$ , находящейся в середине анкерного пролёта, (на рис. 2.36 не обозначена).

Таблица 2.6

*Результаты расчета механического напряжения  $\sigma_{70}$  при различных длинах анкерных пролётов, даН/мм<sup>2</sup>*

$l_{ан}, м$	$A$	$B$	$\sigma_{70}^{(0)}$	$\sigma_{70}^{(1)}$	Решение
1	2	3	4	5	7
100	19,98	42	2,940	2,939	2,939
150	13,86	94,5	2,939	2,934	2,93
200	5,28	168	2,93	1,06	-3,18

Для этого используем формулу (2.24), преобразовав ее к виду:

$$y_{xi} = \frac{\gamma_1 \cdot x_i}{2 \sigma_{70}} (l_{ан} - x_i).$$

Результаты расчетов приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

*Результаты расчетов ординат кривой провисания провода*

$l_{ан}, м$	$x_1 = 33, м$	$x_2 = 45, м$	$x_3 = 75, м$	$x_4 = 85, м$	$x_5 = l_{ан} / 2, м$
1	2	3	4	5	6
100	1,32	1,47	1,11	0,76	1,49
150	2,3	2,8	3,36	3,3	3,0
200	-3,0	-3,9	-5,2	-5,4	-4,1

По результатам табл. 2.7 видно, что искомый пролёт может находиться в пределах от 100 до 150 м.

Проверим, будут ли соблюдаться запасы в габаритах  $\Delta$  с учетом требований [13] для пролётов в 100 и 150 м. Результаты расчетов приведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

*Результаты расчетов запасов в габаритах  $\Delta$* 

$l_{ан}, \text{ м}$	$20,6-(y_{x1}+6,8),$ м	$20,6-(y_{x2}+8),$ м	$20,6-(y_{x3}+8),$ м	$20,6-(y_{x4}+8),$ м	$20,6-(y_{x5}+8),$ м
1	2	3	4	5	6
100	$12,5 > 4$	$11,1 > 0$	$11,5 > 0$	$11,8 > 4$	$11,1 > 0$
150	$11,5 > 4$	$9,8 > 0$	$9,2 > 0$	$9,3 > 4$	$9,6 > 0$

По результатам расчетов, приведенных в табл. 2.8, видно, что при любом изменении длины пролёта в диапазоне от 100 до 150 м запас габарита  $\Delta$  будет выдержан как по отношению к линиям связи, так и по отношению к автострате с учетом требований [13] (рис. 2.37).

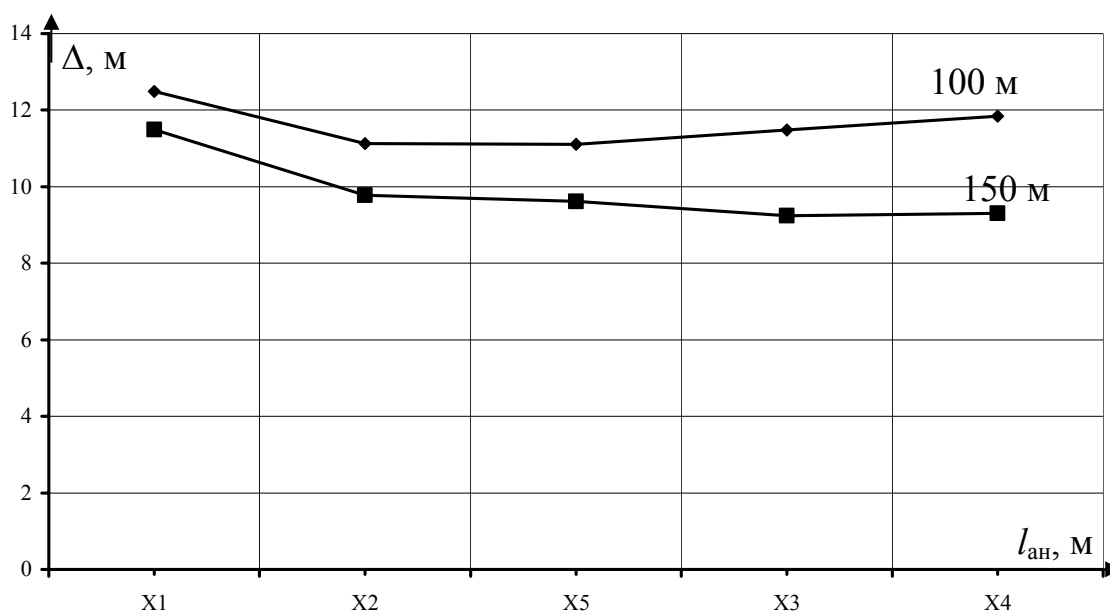


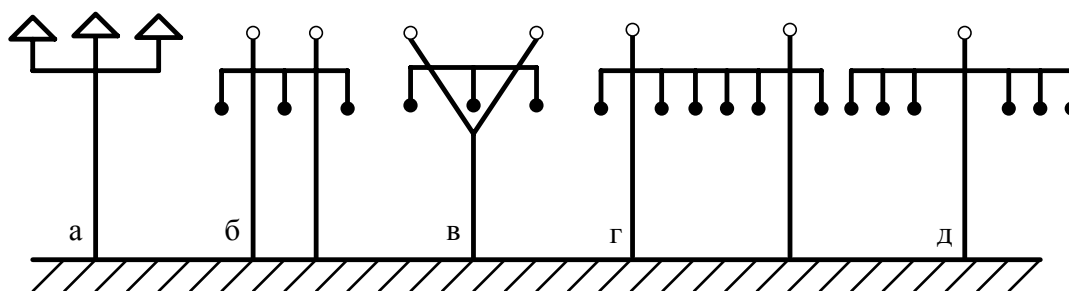
Рис. 2.37. Графики изменения запасов габарита в зависимости от длины пролёта

### 2.9.6. Расположение проводов на опорах воздушных линий

На рис. 2.38 – 2.40 показаны основные схемы расположения проводов, принимаемые в отечественной и зарубежной практике на линиях трехфазного тока со стальными и железобетонными опорами [3, 11].

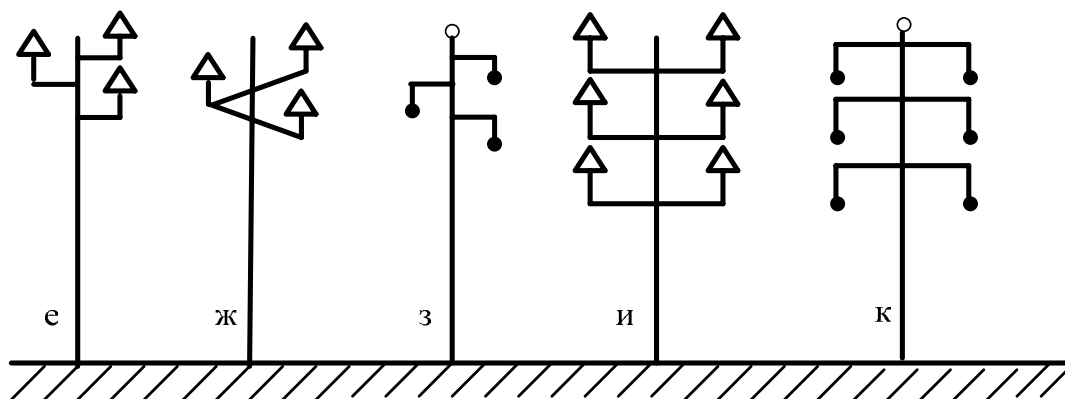
Провода могут быть расположены в один, два или три яруса.

Расположение в один ярус называется горизонтальным (рис. 2.38).



*Рис. 2.38. Горизонтальное расположение проводов*

Расположение в два или три яруса без смещения по горизонтали расположенных друг над другом проводов называется вертикальным (рис. 2.39).



*Рис. 2.39. Вертикальное расположение проводов*

Расположение в два или три яруса, при котором находящиеся друг над другом провода имеют горизонтальное смещение, называется смешанным (рис. 2.40).

Горизонтальное расположение проводов удобно для проведения монтажа и ремонтных работ на линии, так как схлестывание проводов при неравномерной гололедной нагрузке и ветре или при подскоке провода при сбросе гололеда менее вероятно, но при наличии грозозащитного троса возможны схлестывания проводов и тросов. Следует помнить, что горизонтальное расположение проводов часто требует применения двустоечных опор, которые являются более дорогими. Наименее приемлемым является вариант типа «рюмка» (рис. 2.38, в). Верхняя часть ствола опоры разделена на две, что затрудняет монтаж и ремонт средней фазы.

Вертикальное расположение проводов без горизонтального смещения в соседних ярусах применяется либо на воздушных линиях менее 35 кВ в районах с отсутствием гололеда, либо на линиях напряжением выше 35 кВ при достаточном расстоянии проводов соседних ярусов по вертикали.

Из вариантов смешанного расположения проводов наибольшее распространение получил вариант расположения проводов по вершинам шестиугольника – схема «бочка» (рис. 2.40, с), как сочетающий в себе удобство монтажа, приемлемую надежность при пляске проводов и гололеде, имеющий умеренные механические нагрузки на опору при действии ветра.

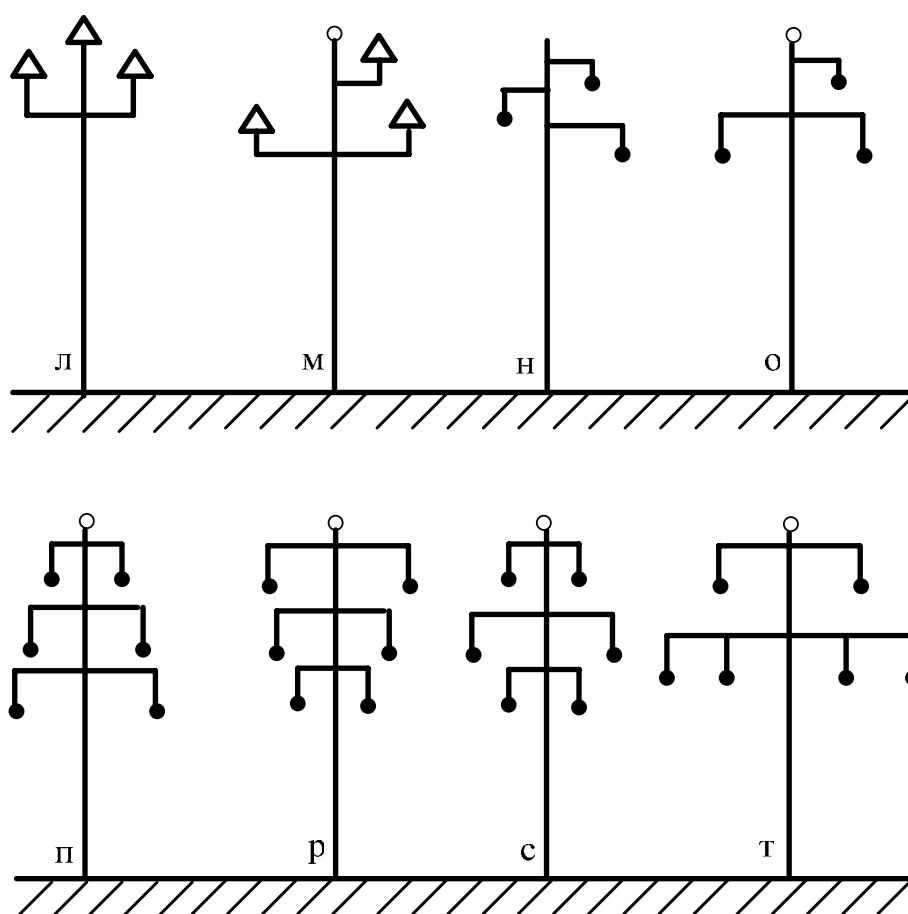


Рис. 2.40. Смешанное расположение проводов

Двухцепные опоры со смешанным расположением проводов могут быть также выполнены с размещением проводов по двум наклонным прямым, сходящимся вверху – тип «елка» (рис. 2.40, п), или по двум прямым, сходящимся внизу – тип «обратная елка», (рис. 2.40, р).

Привлекательной является опора типа «Дунай» (рис. 2.40, т), как имеющая две траверсы вместо трех.

## 2.10. Расчет грозозащитного троса

Расчет грозозащитного троса производится из условия соблюдения расстояний между проводами и тросом в середине пролёта, требуемых [13] по соображениям грозозащиты. Наименьшие расстояния по вертикали между тросом и проводом в середине пролёта при температуре  $+15^{\circ}\text{C}$  и без ветра приведены в [13, стр. 341, табл. 2.5.19].

Согласно схеме расположения троса и провода на опоре, показанной на рис. 2.41, стрела провисания троса  $f_{\text{т}}$  при температуре  $+15^{\circ}\text{C}$  и отсутствии ветра может быть определена по формуле:

$$f_{\text{т}} = f_{\text{п}} + h_{\text{т}} - Z_{\text{т}}, \quad (2.63)$$

где  $f_{\text{п}}$  – стрела провисания провода в середине пролёта, м;

$h_{\text{т}}$  – расстояние по вертикали между тросом и проводом, м;

$Z_{\text{т}}$  – требуемое [13] расстояние между тросом и проводом в середине пролёта, указанное в [13, стр. 341, табл. 2.5.19], м.

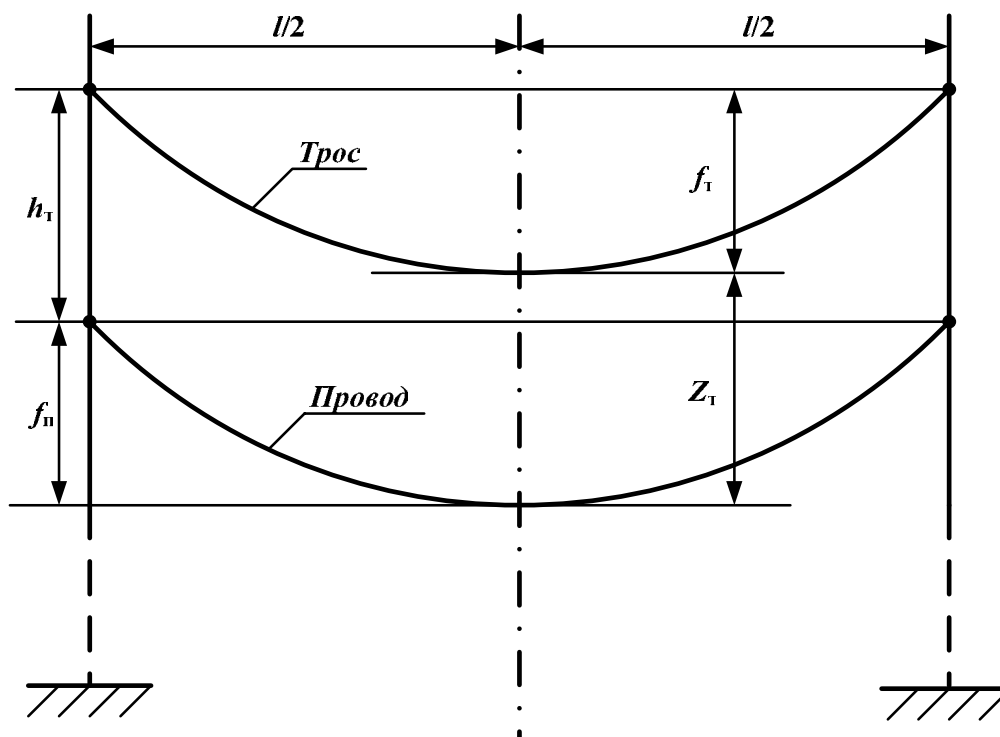


Рис. 2.41. Схема подвеса провода и грозозащитного троса на опоре

Если высота точек подвеса провода одинакова, то:

- 1) для опор анкерного типа расстояние  $h_T$  равно разности отметок тросостойки и траверсы, которую можно определить, используя чертеж опоры. Длину гирлянды изоляторов можно не учитывать, так как на анкерных опорах используются натяжные гирлянды;
- 2) на опорах промежуточного типа трос и провод подвешены на поддерживающих гирляндах, поэтому для определения расстояния  $h_T$  необходимо к разности отметок тросостойки и траверсы добавить длину гирлянды изоляторов провода и вычесть длину гирлянды изоляторов троса.

Если высота точек подвеса провода на двух рассматриваемых опорах различна, то в формулу (2.63) для нахождения стрелы провисания троса подставляют значение  $h_T$ , найденное по формуле:

$$h_T = \frac{h'_T + h''_T}{2}, \quad (2.64)$$

где  $h'_T$  и  $h''_T$  – расстояния между отметками подвеса троса и провода на каждой из рассматриваемых опор.

Напряжение в грозозащитном тросе в исходном состоянии определяется по формуле:

$$\sigma_{+15} = \frac{\gamma_{1T} l^2}{8 f_T}. \quad (2.65)$$

Полученное значение подставляют в уравнение (2.40) и определяют напряжения в тросе во всех требуемых режимах.

Как правило, в качестве грозозащитных тросов используют стальные канаты. В условиях наименьшей температуры или наибольшей нагрузки при нормальных линейных пролётах напряжение в тросе не должно превосходить допустимого [13] и равного  $60 \text{ даН/мм}^2$ . Если в результате расчета напряжение в тросе в каком-либо режиме превосходит допустимую величину, то следует либо увеличить поперечное сечение троса, либо увеличить высоту тросостойки [3, 11, 13].

Положение троса на опоре по условиям грозозащиты определяется величиной угла защиты проводов тросом –  $\alpha$ . Линии со смешанным способом подвеса проводов защищаются одним тросом, а линии с горизонтальным подвесом проводов – двумя, как показано на рис. 2.42, а, б.

Воздушные линии 220 – 330 кВ со смешанным расположением проводов на опорах высотой 35 – 45 м защищаются двумя тросами на подходах к подстанциям, а в районах с сильной грозовой деятельностью по всей длине линии.

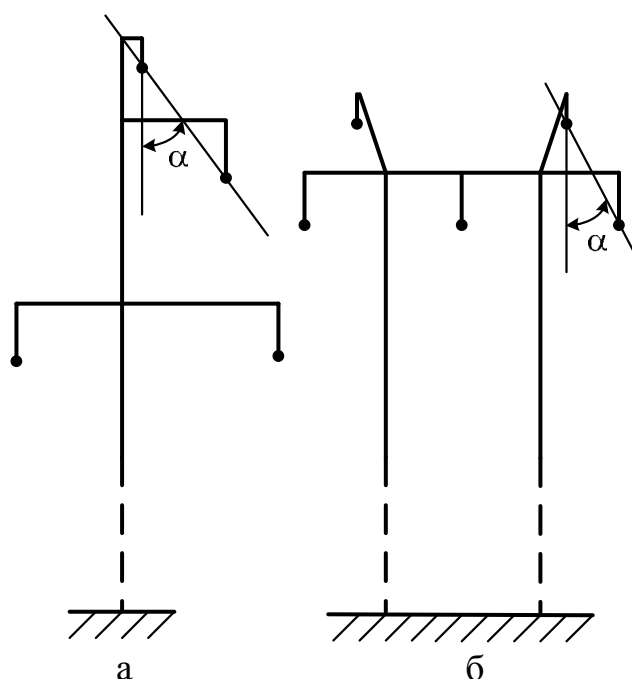


Рис. 2.42. Расположение тросов на опорах

При одном грозозащитном тросе защитный угол проводов  $\alpha$  должен быть не более  $30^\circ$ , а при двух тросах – не более  $20^\circ$  [13].

### Пример 2.10

Пользуясь данными и результатами расчетов предыдущих примеров, для стального троса марки ТК-11 с номинальным сечением  $70 \text{ мм}^2$  определить защитные углы для проводов на промежуточной опоре и их соответствие требованиям [13] по защите воздушных линий от атмосферных перенапряжений. Рассчитать натяжение троса, необходимое для устранения прорывов грозовых разрядов к проводам и возможных перекрытий с троса на провода при разрядах в трос в середине пролёта, а также проверить трос на механическую прочность.

### Пояснения

Унифицированная промежуточная металлическая свободностоящая двухцепная опора типа П220-2, заданная к применению, имеет высоту тросостойки  $H_{\text{ТС}}$ , равную 5,5 м (рис. 2.43).

Грозозащитные тросы крепятся на тросостойках опор с помощью одиночных изоляторов, шунтированных искровыми промежутками с целью исключения дополнительных потерь активной мощности от протекания в них индуцируемых токов и осуществления плавления гололеда. Высота изолятора, зажима и узла крепления троса  $\lambda_{\text{Т}} = 0,44 \text{ м}$ .

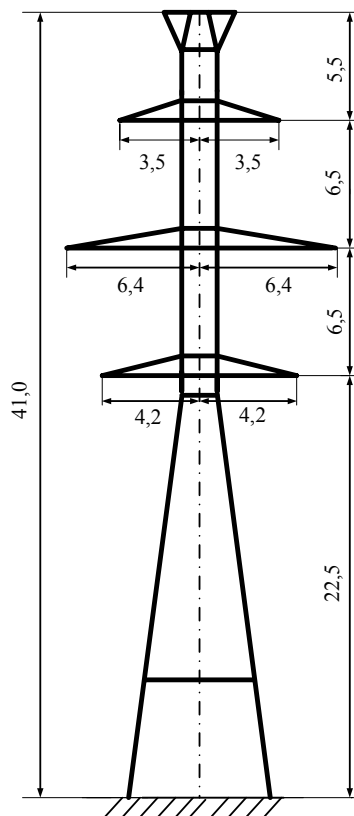


Рис. 2.43. Промежуточная металлическая свободностоящая двухцепная опора типа П220-2

Высота гирлянды изоляторов на промежуточной опоре  $\lambda_{\text{п}} = 1,54$  м (пример 2.6).

Из [6, стр. 59, табл. 1.57] выпишем технические данные троса марки ТК-11 (табл. 2.9).

Таблица 2.9

Технические данные троса ТК-11

Параметры	ТК-11
Действительная площадь поперечного сечения, мм <sup>2</sup>	72,95
Масса смазанного каната, кг/км	627,4
Диаметр троса, мм	42

Максимальный нормативный скоростной напор ветра в IV ветровом районе 65 даН/м<sup>2</sup>, нормативная толщина стенки гололеда более 22 мм (для решения принято 22 мм) (пример 2.1).

Значение температурного коэффициента линейного расширения троса  $\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ; модуль упругости троса  $E_T = 20 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2$  (*пример 2.4*).

Характерные значения температур составляют (*примеры 2.4 и 2.5*):

- среднегодовая  $\Theta_{\text{сг}} = -2^\circ \text{C}$ ;
- гололедообразования  $\Theta_{\text{г}} = -5^\circ \text{C}$ ;
- абсолютная наименьшая  $\Theta_{-} = -55^\circ \text{C}$ ;
- абсолютная наибольшая  $\Theta_{+} = 20^\circ \text{C}$ .

Следует заметить, что расчет троса проводится при температуре атмосферных перенапряжений  $\Theta_{\text{а}} = 15^\circ \text{C}$  (параграф 2.8).

Допускаемые напряжения для троса нормируются [13]:

$\sigma_{\text{тнб}} = \sigma_{\text{т-}} = 60 \text{ даН/мм}^2$  в состоянии провода, когда действует наибольшая механическая нагрузка или наименьшая температура воздуха;

$\sigma_{\text{тэ}} = 42 \text{ даН/мм}^2$  в состоянии провода, когда действует среднегодовая температура воздуха (среднеэксплуатационные условия работы троса).

Габаритный пролёт для проектируемой воздушной линии составляет  $l_{\text{габ}} = 268 \text{ м}$ .

Стрела провисания провода при среднеэксплуатационных условиях работы воздушной линии  $f_{\text{п}} = 3,6 \text{ м}$  (*пример 2.5*).

### Решение

Согласно [13] защитный угол  $\alpha$  должен быть не более  $30^\circ$ .

Используя рис. 2.42 и 2.43, проверим, выполняются ли требования [13] для проектируемой воздушной линии.

Находим защитный угол проводов верхней траверсы на опоре:

$$\alpha_{\text{пв}} = \arctg \frac{D_{\text{в}}}{H_{\text{тс}} + \lambda_{\text{п}} - \lambda_{\text{т}}} = \arctg \frac{3,5}{5,5 + 1,54 - 0,44} = 27,9^\circ < 30^\circ,$$

где  $D_{\text{в}}$  – половина длины верхней траверсы опоры, м.

Находим защитный угол проводов средней фазы:

$$\alpha_{\text{пс}} = \arctg \frac{D_{\text{с}}}{H_{\text{св}} + H_{\text{тс}} + \lambda_{\text{п}} - \lambda_{\text{т}}} = \arctg \frac{6,4}{6,5 + 5,5 + 1,54 - 0,44} = 26,2^\circ < 30^\circ,$$

где  $D_{\text{с}}$  – половина длины средней траверсы опоры, м;

$H_{\text{св}}$  – высота опоры между средней и верхней траверсами, м.

Требования [13] выполняются.

Определим нагрузки, действующие на трос в заданных климатических условиях. Воспользуемся примечаниями, которыми пользовались при расчете нагрузок на провод (*пример 2.1*).

1. Постоянно действующая нагрузка от собственной массы троса:

$$\gamma_{1\tau} = \frac{M_{\tau} \cdot 10^{-3}}{F_{\tau}} = \frac{627,4 \cdot 10^{-3}}{72,95} = 8,6 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м мм}^2.$$

2. Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений:

$$\gamma_{2\tau} = \frac{g_0 \cdot 10^{-3} \cdot \pi c (d_{\tau} + c)}{F_{\tau}} = \frac{0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,1416 \cdot 22 \cdot (42 + 22)}{72,95} = 5,46 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

3. Суммарная вертикальная нагрузка от собственной массы троса и массы гололеда:

$$\gamma_{3\tau} = \gamma_{1\tau} + \gamma_{2\tau} = 8,6 \cdot 10^{-3} + 5,46 \cdot 10^{-2} = 6,32 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

4. Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, свободный от гололеда.

Удельная нагрузка  $\gamma_{4\tau}$  соответствует скоростному напору атмосферных перенапряжений  $Q_a \geq 0,1 Q_n$  Н/м<sup>2</sup>, причем  $Q_a$  предписывается принимать не менее 6,25 даН/м<sup>2</sup> [13]. Принятый в **примере 2.1** скоростной напор ветра  $Q_n = 65$  даН/м<sup>2</sup>, тогда  $Q_a = 0,1 \cdot 65 = 6,5$  даН/м<sup>2</sup>, что удовлетворяет требованиям [13]:

$$\gamma_{4\tau} = \frac{\alpha C_x Q_a d_{\tau}}{F_{\tau}} \cdot \sin^2 \varphi \cdot 10^{-3} = \frac{0,725 \cdot 1,1 \cdot 6,5 \cdot 42}{72,95} \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 10^{-3} \text{ даН/м мм}^2.$$

5. Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, покрытый гололедом:

$$\gamma_{5\tau} = \frac{\alpha C_x 0,25 Q_n (d_{\tau} + 2c)}{F_{\tau}} \cdot 10^{-3} = \frac{1,2 \cdot 0,25 \cdot 65 \cdot (42 + 2 \cdot 22)}{72,95} \cdot 10^{-3} = 2,3 \cdot 10^{-2} \text{ даН/м мм}^2.$$

6. Результирующая удельная нагрузка от собственной массы и давления ветра:

$$\gamma_{6\tau} = \sqrt{\gamma_{1\tau}^2 + \gamma_{4\tau}^2} = \left( \sqrt{0,0086^2 + 0,003^2} \right) = 0,009 \text{ даН/м мм}^2.$$

7. Результирующая удельная нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра:

$$\gamma_{7\tau} = \sqrt{\gamma_{3\tau}^2 + \gamma_{5\tau}^2} = \left( \sqrt{0,0632^2 + 0,023^2} \right) = 0,067 \text{ даН/м мм}^2.$$

Расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролёта должно быть не менее нормируемого [13, стр. 341, табл. 2.5.19], но данная таблица не содержит расстояний для промежуточных значений пролётов. Поэтому для длин пролётов, не превышающих 1000 м, расстояние между проводом и тросом рассчитывается для максимального значения пролёта  $l_{max} = 1,25 l_{габ} = 1,25 \cdot 268 = 335$  м по эмпирической формуле:

$$Z_{\tau} = 4 + 0,015(l_{max} - 200) = 4 + 0,015(335 - 200) = 6,025 \text{ м},$$

тогда стрела провисания троса может быть найдена как:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - Z_{\text{т}} = 3,6 + 1,54 + 5,5 - 0,44 - 6,025 = 4,175 \text{ м.}$$

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозовыми разрядами рекомендуется обеспечивать разность между стрелами провисания провода и троса 1,5 м.

Произведем проверку:

$$f_{\text{п}} - f_{\text{та}} = 3,6 - 4,175 = -0,575 \text{ м} - \text{условие не выполняется,}$$

поэтому увеличим расстояние  $Z_{\text{т}}$  на 2,2 м, тогда

$$Z_{\text{т}} = 8,225 \text{ м,}$$

$$\text{а } f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - Z_{\text{т}} = 3,6 + 1,54 + 5,5 - 0,44 - 8,225 = 1,975 \text{ м;}$$

$$f_{\text{п}} - f_{\text{та}} = 3,6 - 1,975 = 1,625 \text{ м} - \text{условие выполняется.}$$

При этом защитный угол троса в середине пролёта при неотклоненных ветром положениях троса и верхнего провода составляет:

$$\alpha_{\text{ср}} = \arctg \frac{D_{\text{в}}}{Z_{\text{т}}} = \arctg \frac{3,5}{8,225} = 21,2^\circ < 27,9^\circ,$$

то есть оказывается меньшим, чем на опоре, что и требуется для эффективной защиты проводов в пролёте.

Вычислим напряжение в тросе, обеспечивающее получение  $f_{\text{та}} = 1,975 \text{ м}$ , в условиях атмосферных перенапряжений, оперируя длиной приведенного пролёта из-за возможности смещения точек крепления тросов, имеющих изолированную подвеску.

Из опыта проектирования известно, что длина приведенного пролёта в среднем составляет  $l_{\text{прв}} = 0,9 \cdot l_{\text{габ}} = 0,9 \cdot 268 = 241,2 \text{ м}$ ,

$$\text{тогда } \sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma_{6\text{т}} \cdot l_{\text{прв}}^2}{8 \cdot f_{\text{та}}} = \frac{0,009 \cdot 241,2^2}{8 \cdot 1,975} = 33,1 \text{ даН/мм}^2.$$

Определяющим режимом по климатическим условиям был выбран режим наибольших нагрузок  $\gamma_{\text{нб}}$  (**пример 2.4**).

Проверим трос на механическую прочность при работе в выбранном режиме. Для этого составим и решим уравнение состояния для троса, где в качестве исходных условий будут условия атмосферных перенапряжений ( $\Theta_{\text{а}}, \sigma_{\text{та}}, \gamma_{6\text{т}}$ ), а в качестве искоемых условий – условия наибольшей нагрузки на трос ( $\Theta_{\text{г}}, \gamma_{7\text{т}}$ ):

$$\sigma_{\text{Тнб}} - \frac{\gamma_{7\text{Т}}^2 E_{\text{Т}} l_{\text{прв}}^2}{24 \sigma_{\text{Тнб}}^2} = \sigma_{\text{Та}} - \frac{\gamma_{6\text{Т}}^2 E_{\text{Т}} l_{\text{прв}}^2}{24 \sigma_{\text{Та}}^2} - \alpha_{\text{Т}} E_{\text{Т}} (\Theta_{\text{а}} - \Theta_{\text{г}});$$

$$\sigma_{\text{Тнб}} - \frac{217632,1}{\sigma_{\text{Тнб}}^2} = 34,32;$$

$$\sigma_{\text{Тнб}}^3 - 34,32 \sigma_{\text{Тнб}}^2 - 217632,1 = 0.$$

В качестве первого приближения примем допускаемое напряжение для троса  $\sigma_{\text{Т нб}} = 60$  даН/мм<sup>2</sup>. Уравнение решим методом Ньютона.

Результаты расчетов представлены в табл. 2.10.

Таблица 2.10

*Результаты расчетов напряжений в грозозащитном тросе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, даН/мм<sup>2</sup>*

$l_{\text{прв}}, \text{ м}$	$\sigma_{\text{Т нб0}}$	$\sigma_{\text{Т нб1}}$	$\sigma_{\text{Т нб2}}$	$\sigma_{\text{Т нб3}}$
241,2	60	78,7	74,4	74,0

Окончательный результат показывает, что напряжение в тросе превышает допустимое значение на 18,9 % вследствие большой гололедной нагрузки, поэтому необходимо заменить трос ТК-11 на трос большего сечения, например, ТК-14 [6, стр. 59, табл. 1.57] и повторить расчет.

В результате повторного расчета напряжение в тросе при наибольшей гололедной нагрузке получилось равным 58,6 даН/мм<sup>2</sup>. Следовательно, механическая прочность троса марки ТК-14 обеспечена.

## 2.11. Выбор и расчет опор воздушных линий при проектировании

### 2.11.1. Общие сведения

При сооружении воздушных линий электропередачи применяются железобетонные, стальные (металлические) и деревянные опоры (последние в данном пособии не рассматриваются). По назначению опоры подразделяются на анкерные, угловые, концевые, промежуточные, а по числу цепей – на одноцепные и двухцепные.

Унификация и типизация опор способствуют повышению технического и экономического уровней линейного строительства [6, 7, 12].

## 2.11.2. Железобетонные опоры

Железобетонные опоры применяются как в сетях низкого напряжения, так и на высоковольтных линиях электропередачи [6, 7, 12].

К достоинствам железобетонных опор следует отнести:

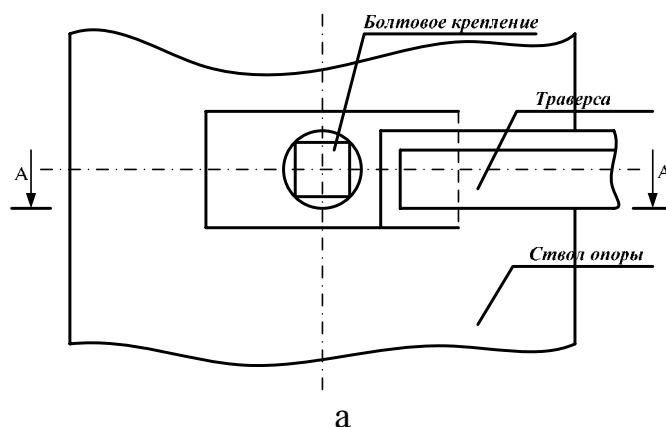
- 1) простоту монтажа;
- 2) малый объем земляных работ при установке;
- 3) стоимость меньшую, чем у стальных опор;
- 4) невозможность расхищения деталей опор.

К числу недостатков относят:

- 1) большой вес стоек;
- 2) слабую устойчивость железобетона к повреждениям при транспортировке, погрузочно-разгрузочных и строительно-монтажных работах;
- 3) невозможность подъема на опору без использования автовышки;
- 4) сложность транспортировки к месту установки из-за большой длины стоек;
- 5) невозможность заглубления опор ниже трех метров, что недостаточно для надежного закрепления опор в слабых и пучинистых грунтах.

При изготовлении железобетонных опор способами укладки, обеспечивающими необходимую плотность, являются вибрирование и центрифугирование.

Металлические траверсы железобетонных опор подвергаются горячей оцинковке, поэтому долгое время не требуют ухода в процессе эксплуатации. Крепление траверс к стволу опоры может быть выполнено с помощью болтов, пропущенных через специальные отверстия в стволе (рис. 2.44, а), или с помощью стальных хомутов, охватывающих ствол и имеющих цапфы для крепления на них концов поясов траверс (рис. 2.44 б).



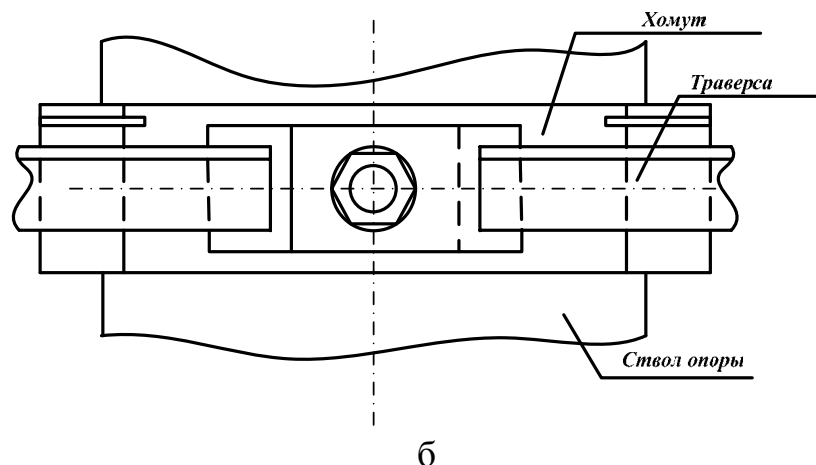


Рис. 2.44. Крепление траверс с помощью: а – болтов; б – хомутов

Крепление гирлянд изоляторов к траверсам железобетонных опор выполняется с помощью стандартной линейной арматуры.

На воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ применяются свободностоящие промежуточные опоры: одноцепные с вибрированной стойкой, предназначенные для подвески проводов марок до АС-95/16 включительно и двухцепные с центрифугированной стойкой (Приложение 2, рис. 2.1, а, б).

Анкерные опоры для одноцепных воздушных линий напряжением 35 кВ выполняются с центрифугированными стойками и оттяжками (Приложение 2, рис. 2.2), а для двухцепных линий того же класса напряжения в качестве анкерных используются опоры для линий 110 кВ.

Траверсы промежуточных и анкерных опор металлические, оцинкованные.

Промежуточные одноцепные и двухцепные опоры для линий напряжением 110 кВ выполняются одностоечными свободностоящими (Приложение 2, рис. 2.3, а, б).

На одноцепных опорах принято треугольное расположение проводов, на двухцепных – провода располагаются по вершинам шестиугольника – схема «бочка» (рис. 2.40).

Анкерные угловые опоры 110 кВ – одностоечные, с расщепленными оттяжками, обеспечивающими прочность и жесткость при действии не только изгибающих, но и крутящих моментов. Схема такой опоры приведена на рис. 2.4 (Приложение 2).

Одноцепные промежуточные опоры для линии электропередачи 220 кВ выполняются одностоечными с треугольным расположением проводов марки до АС-400/51 включительно. Двухцепные промежуточные опоры линий 220 кВ – порталые с горизонтальным расположением проводов, с металлическими траверсами на двух цилиндричес-

ких стойках (Приложение 2, рис. 2.5, а, б). Такая опора сложна в монтаже, поэтому более целесообразно в качестве двухцепной промежуточной опоры применять две спаренные одноцепные, установленные друг против друга с фиксирующей распоркой (Приложение 2, рис. 2.6).

Анкерные угловые опоры для линий 220 кВ на железобетонных промежуточных опорах выполняются стальными.

На воздушных линиях напряжением 330 – 500 кВ применяются порталные железобетонные промежуточные опоры на оттяжках и свободностоящие с двумя перекрестными ветровыми связями из круглой стали (Приложение 2, рис. 2.7, а, б).

Оттяжки опор выполняются двойными из стального спирального каната. Траверсы опор усилены системой тяг, которые уменьшают изгибающие моменты, действующие на них от вертикальных нагрузок.

### **2.11.3. Стальные (металлические) опоры**

Стальные опоры воздушных линий изготавливаются из малоуглеродистой стали в зависимости от назначения опор и расчетной температуры в районе сооружения воздушной линии [6, 7, 12].

Достоинствами стальных опор являются:

- 1) возможность создания конструкций на большие механические нагрузки и большие высоты;
- 2) масса меньшая, чем у железобетонных опор при высокой механической прочности;
- 3) простота заводского исполнения и технологичность сборки на трассах.

Эти преимущества позволяют использовать их для воздушных линий всех классов напряжений, проходящих в районах со сложными геолого-климатическими и грунтовыми условиями, а также применять в качестве анкерных и угловых опор на воздушных линиях напряжением от 110 до 500 кВ, где в качестве промежуточных используются железобетонные опоры.

К числу недостатков стальных опор следует отнести:

- 1) большое число деталей;
- 2) увеличение затрат на устройство фундамента;
- 3) возможность хищения деталей опор;
- 4) дополнительные затраты на борьбу с коррозией.

В качестве защиты от коррозии применяются:

- 1) масляные, битумные, алкидные с наполнителями лакокрасочные покрытия, которыми секции и детали опор окрашиваются на заводе-изготовителе. Срок службы такого покрытия не превышает

2 – 8 лет. Разрушение лакокрасочного покрытия сопровождается подпленочной коррозией, что приводит к снижению несущей способности опор, а в особо агрессивных условиях к их преждевременному разрушению;

- 2) горячее оцинкование элементов опоры, являющееся надежным и испытанным методом защиты металла. Срок службы покрытия в среднем 12 лет;

холодное оцинкование элементов опоры (рис. 2.45), заключающееся в нанесении специальных композиций. Срок службы покрытия составляет 15 лет.



а



б

*Рис. 2.45. Внешний вид опоры воздушной линии Ишим – Тобольск с заводским покрытием, полученным методом холодного оцинкования: а – общий вид; б – покрытие после 5-ти лет службы*

Металлические опоры, применяемые на воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше подразделяются:

- 1) по конструктивному решению ствола на башенные (одностоечные) и порталные (рис. 2.46, а, б);
- 2) по способу закрепления на фундаментах на свободностоящие и опоры на оттяжках;
- 3) по способу соединения элементов на конструкции из сварных секций и болтовые конструкции.

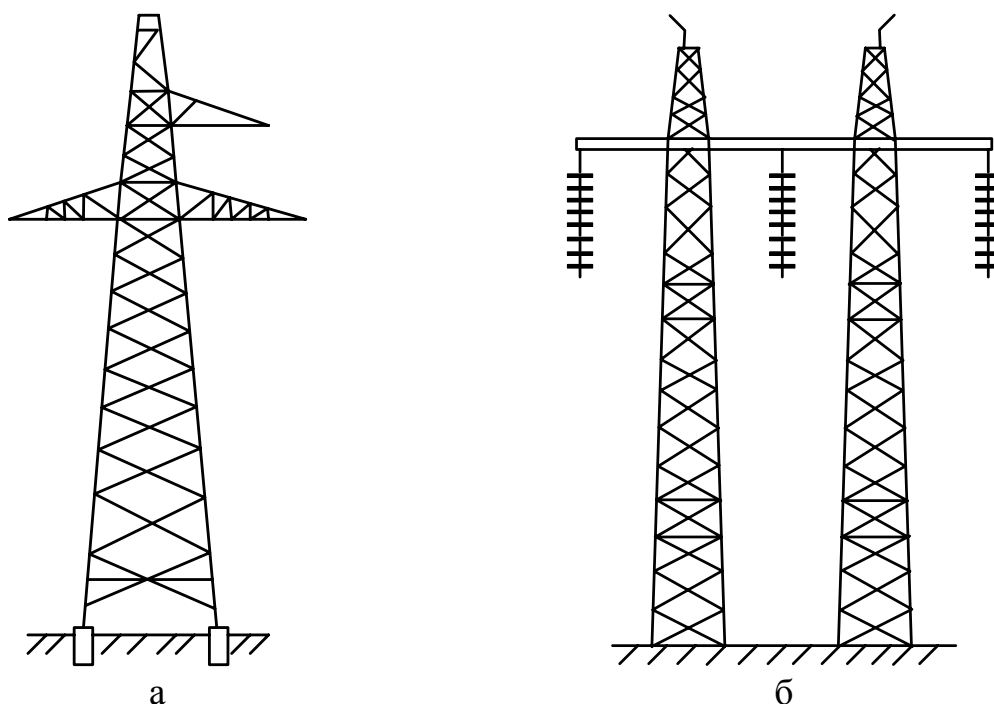


Рис. 2.46. Унифицированные промежуточные опоры:  
а – башенного типа; б – порталная

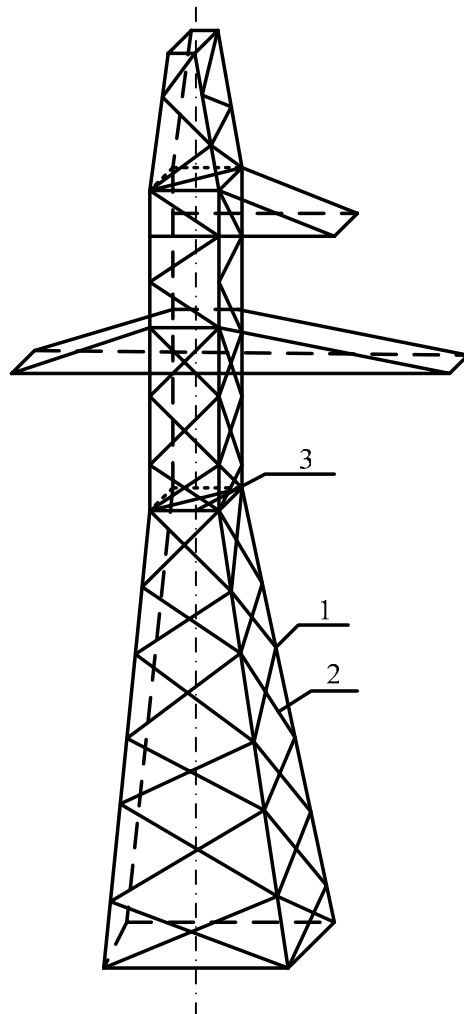
Независимо от конструктивного исполнения стальные опоры выполняются в виде пространственных решетчатых конструкций, основными элементами которых являются (рис. 2.47):

**пояса (1)**, воспринимающие нормальные усилия, возникающие при действии изгибающих моментов и осевых сил;

**решетки (2)**, воспринимающие поперечные силы и крутящие моменты;

**диафрагмы (3)**, обеспечивающие пространственную жесткость конструкции.

Ствол опоры у ее основания называется базой опоры. Ширина базы у основания принимается: для промежуточных опор воздушных линий 110–150 кВ – 2–3 м; для анкерных опор – 4,6–6 м; для промежуточных опор воздушных линий 220–330 кВ – 4,5–5,5 м; для анкерных опор – 8–10 м. Ширину ствола вверху опоры рекомендуется принимать: для промежуточных опор воздушных линий 110–150 кВ – 0,6–1,2 м; для анкерных опор – 1–1,5 м; для промежуточных опор воздушных линий 220–330 кВ – 1–1,4 м; для анкерных опор – 1,5–2 м; для свободностоящих порталных опор воздушных линий 500 кВ ширину ствола на отметке траверсы принимают в пределах 0,8–1 м.



*Рис. 2.47. Элементы пространственных решетчатых конструкций*

Решетка ствола башенных опор может быть различных типов. Для опор с небольшими нагрузками может применяться решетка «в елку», смещенная на половину панели в соседних гранях (рис. 2.48, а). При больших нагрузках применяется перекрестная решетка (рис. 2.48, б) или решетка со смещением узлов в смежных гранях (рис. 2.48, в).

Соединения раскосов с поясами опор могут быть сварными и болтовыми. Приварка раскосов к поясам осуществляется встык или внахлестку (рис. 2.49, а, б).

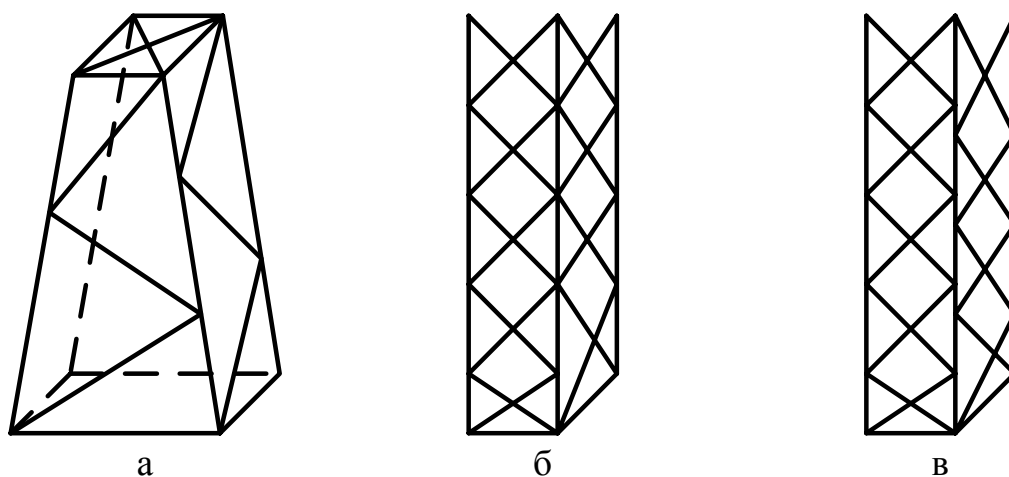


Рис. 2.48. Ствол опоры с решеткой: а – «в елку»; б – с перекрестной решеткой; в – с перекрестной решеткой со смещением узлов в смежных гранях

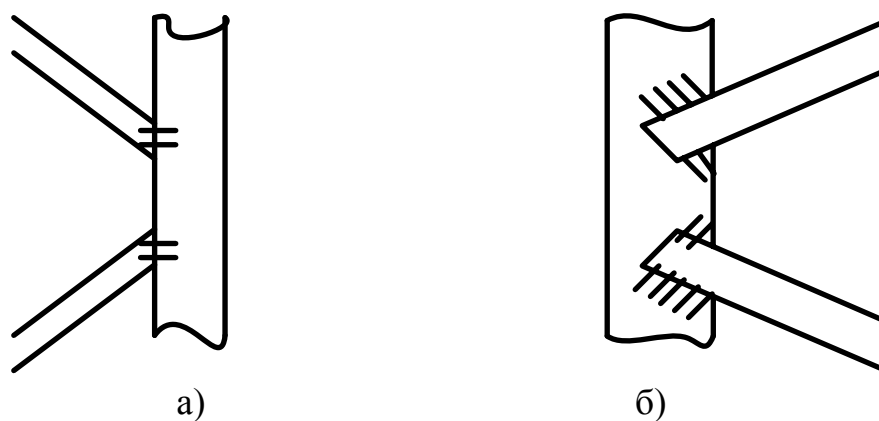


Рис. 2.49. Узел крепления раскосов к поясам:  
а – встык ; б – внахлестку

В болтовых опорах в каждом узле два раскоса крепятся к поясу одним болтом (рис. 2.50).

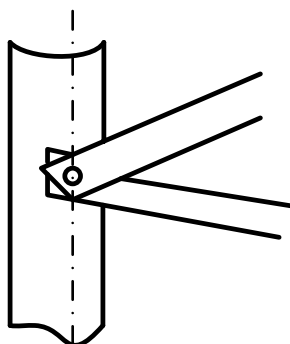


Рис. 2.50. Узел крепления раскосов к поясам одним болтом

При больших усилиях в раскосах, например, для анкерных опор, раскосы присоединяются к поясам двумя или тремя болтами.

Одноцепная и двухцепная промежуточные опоры воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ представлены в (Приложении 2, рис. 2.8, а, б).

Верхняя часть опор выполнена сварной с параллельными поясами, в нижних секциях предусмотрены болтовые соединения раскосов с поясами. База опор – прямоугольная.

Для воздушных линий напряжением 110 кВ, проходящих в лесных районах и по заболоченным труднодоступным трассам, применяется одностоечная опора на оттяжках (Приложение 2, рис. 2.9).

Особенностями этой опоры являются система двойных оттяжек и способ крепления их к стволу. Две оттяжки – расщепленные, нижними концами закреплены к общему анкеру, а верхними – к противоположным концам траверсы. Такая система обеспечивает передачу на оттяжки усилий от крутящего момента, возникающего при обрыве провода. Третья оттяжка нерасщеплена и предназначена для надежного поддержания опоры.

Промежуточная угловая опора для воздушной линии напряжением 110 кВ, рассчитанная на углы поворота до  $10^\circ$  представлена на рис. 2.10 (Приложение 2).

Опоры этого типа отличаются от промежуточных опор вылетами траверс, увеличенными с учетом отклонения гирлянды изоляторов в поперечном направлении, и усиленной конструкцией ствола, на который действуют нагрузки от тяжений проводов и тросов.

Анкерные угловые опоры (Приложение 2, рис. 2.11) выполняются с увеличенными размерами ствола вследствие значительных усилий, возникающих в раскосах в аварийном режиме. Стволы таких опор – болтовые.

На рис. 2.12 (Приложение 2) представлены промежуточные одноцепная и двухцепная опоры линии напряжением 220 кВ. Все секции таких опор болтовые и собираются в условиях прокладки трассы для облегчения транспортировки.

На воздушных линиях 220 кВ применяются анкерные угловые опоры (Приложение 2, рис. 2.13).

Переходы воздушных линий напряжением 110–220 кВ выполняются двухцепными опорами с расположением проводов по типу «бочка» или по типу «обратная елка» (рис. 2.64).

Промежуточные опоры воздушных линий напряжением 330 кВ отличаются от опор 220 кВ только расстоянием между проводами и длиной траверс.

На воздушных линиях электропередачи 500 кВ применяют только одноцепные опоры с горизонтальным расположением проводов (Приложение 2, рис. 2.14).

Промежуточные угловые опоры 500 кВ выполняются двух типов: порталные на оттяжках для углов поворота до  $5^\circ$  и трехстоечные – для углов поворота  $5^\circ - 20^\circ$ .

В качестве анкерных угловых опор применяется система, состоящая из трех отдельных стоек, каждая из которых представляет собой пространственную башенную конструкцию (Приложение 2, рис. 2.15).

Переходы воздушных линий 500 кВ сооружаются одноцепными с горизонтальным расположением проводов (Приложение 2, рис. 2.16).

Для линий 750 кВ разработаны конструкции порталных опор на оттяжках, подобные опорам 500 кВ, а также V-образные опоры с расщепленными оттяжками.

Система анкерных угловых опор 750 кВ повторяет вид системы для воздушной линии напряжением 500 кВ.

Для воздушных линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ используются промежуточные узкобазовые опоры ПС35П и ПС110П (рис. 2.51), изготовленные из гнутого стального профиля. Опоры ПС35П и ПС110П хорошо зарекомендовали себя при строительстве воздушных линий в районах крайнего Севера и Западной Сибири в суровых климатических условиях, а также в условиях городской и промышленной застройки.

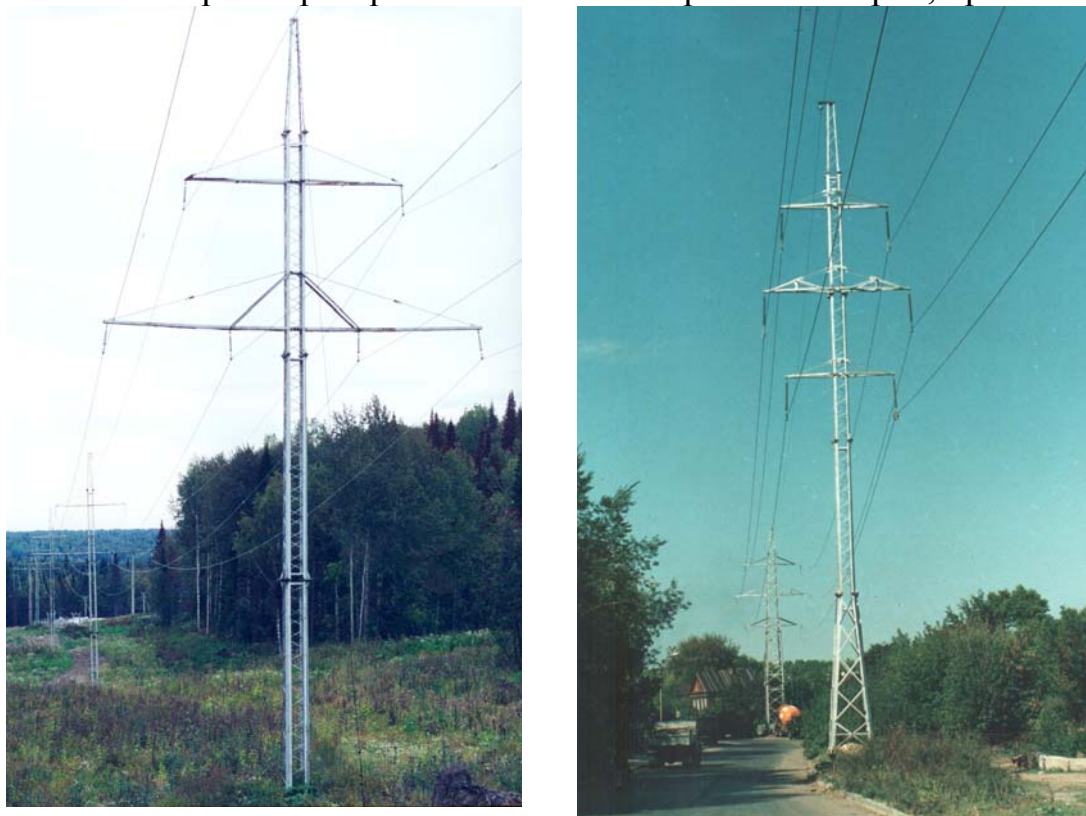
Основными преимуществами узкобазовых конструкций являются:

- 1) сниженный вес;
- 2) повышенная гибкость, которая делает их более устойчивыми к динамическим воздействиям при пляске и обрыве проводов, сбросе гололеда, землетрясениях;
- 3) удобство транспортировки – загрузка составляет 4 опоры в полуприцеп;
- 4) малый объем земляных работ;
- 5) высокая механическая стойкость опор при пучениях за счет применения одного свайного фундамента;
- 6) минимальное воздействие на окружающую среду при строительстве.

Для проектирования линий напряжением 110 кВ предлагается стальная опора на оттяжках с полимерной траверсой (рис. 2.52).

Конструктивно опора состоит из двух стоек, закрепленных на одном основании, вершины стоек соединены полимерной траверсой. Каждая стойка представляет собой трубу квадратного сечения из четырех

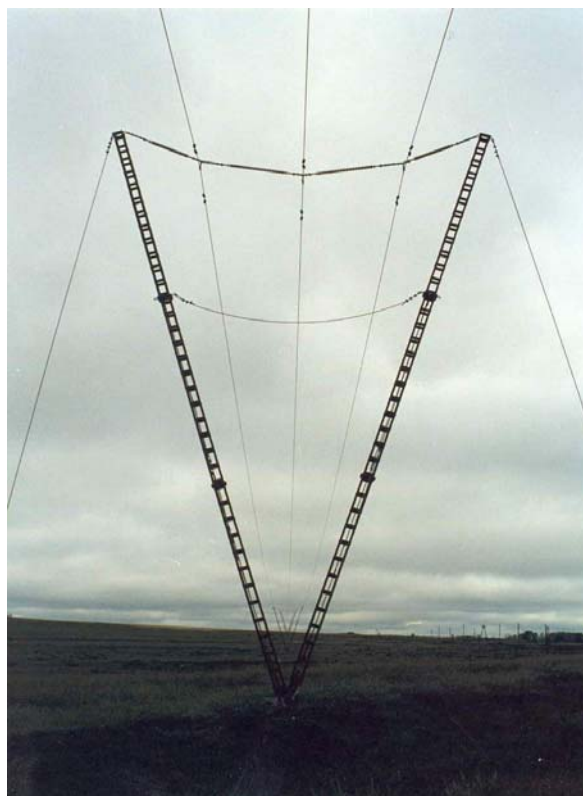
стальных уголков, соединенных через определенное расстояние планками. Полимерная траверса состоит из четырех изоляторов, при этом



*Рис. 2.51. Промежуточные узкобазовые опоры для воздушных линий напряжением 35 и 110 кВ*

крайние изоляторы изготавливаются на фазное напряжение воздушной линии, а средние – на линейное напряжение. Поперечные и продольные оттяжки обеспечивают необходимую механическую прочность опоры при воздействии ветровых и весовых нагрузок, а также в аварийных режимах работы воздушной линии.

Опора устанавливается на фундамент, выполненный из свай. Оттяжки закрепляются в грунте заглубленными железобетонными или винтовыми сваями, либо цилиндрическими анкерами. Конструкция опоры отличается повышенной устойчивостью к восприятию динамических нагрузок за счет горизонтального расположения трех проводов в одном ярусе. Даже при отсутствии грозозащитного троса воздушная линия, построенная на таких опорах, обладает повышенной грозоупорностью за счет горизонтального расположения проводов в одном ярусе и естественного эффекта экранирования воздушной линии поверхностью земли.



*Рис. 2.52. Опора с полимерной траверсой для воздушных линий напряжением 110 кВ*

#### **2.11.4. Метод расчета металлических опор. Нагрузки на металлические опоры**

Силы, воздействующие на опоры воздушных линий электропередачи и их основания, называются нагрузками. Расчет металлических опор производится по методу предельных состояний, то есть учитываются состояния, при достижении которых конструкция опоры перестает удовлетворять предъявляемым к ней требованиям по условиям эксплуатации [12, 13].

Предельные состояния подразделяются на две группы:

**группа 1:** возможность дальнейшей эксплуатации полностью исключена (потеря устойчивости).

**группа 2:** эксплуатация возможна, но с ограничениями.

Возможность возникновения предельного состояния зависит от:

- 1) механических свойств материалов конструкций или физических свойств грунта;
- 2) условий работы конструкций;
- 3) изменчивости нагрузок.

Мера изменчивости нагрузок называется коэффициентом перегрузки  $n$  [Приложение 2, табл. 2.5].

Нагрузки, соответствующие условиям эксплуатации опоры, называются нормативными нагрузками. К ним относятся все нагрузки, рассмотренные при расчете провода на прочность (параграф 2.3).

В расчетах опор и их оснований помимо нормативных нагрузок используют расчетные, получаемые путем умножения нормативных нагрузок на коэффициенты  $n$  [Приложение 2, табл. 2.5]. Коэффициенты определены в зависимости от режима работы воздушной линии.

Согласно [13] различают три режима, которые могут быть в процессе монтажа и эксплуатации воздушных линий.

**Режим 1 – нормальный.** Нормальным режимом называется работа линии при необорванных проводах и тросах. В этом режиме на опоры и их основания действуют следующие виды нагрузок (рис. 2.53, а, б):

1) постоянные: собственный вес опор  $G_{оп}$  [6, стр. 30–51, табл. 1.25–1.45], изоляторов  $G_{г}$  [6, стр. 65–68, табл. 1.64–1.67], проводов  $G_{п}$  и тросов  $G_{т}$  без гололеда [6, стр. 53–59, табл. 1.47–1.57]; нагрузки от тяжений проводов  $\Delta T_{п}$  и тросов  $\Delta T_{т}$  при среднегодовой температуре и отсутствии гололеда и ветра;

2) кратковременные: от давления ветра на провода  $Q_{п}$ , тросы  $Q_{т}$  и опоры; от веса гололеда на проводах и тросах.

Работа линии в нормальном режиме происходит в течение большей части времени их эксплуатации, поэтому принимаемые в нормальном режиме нагрузки называют основными сочетаниями.

**Режим 2 – аварийный.** Аварийным режимом работы называется работа линии при обрыве проводов и тросов. Продолжительность воздействия нагрузок аварийного режима сравнительно невелика, поэтому в расчетах по аварийному режиму расчетные нагрузки и нормативные тяжения проводов умножаются коэффициенты. Схемы нагрузок на опоры в аварийном режиме приведены на рис. 2.54, а, б.

**Режим 3 – монтажный.** Монтажным режимом работы называется работа конструкции в условиях монтажа опор, проводов и тросов. Сочетания нагрузок в монтажном режиме относят к числу основных.

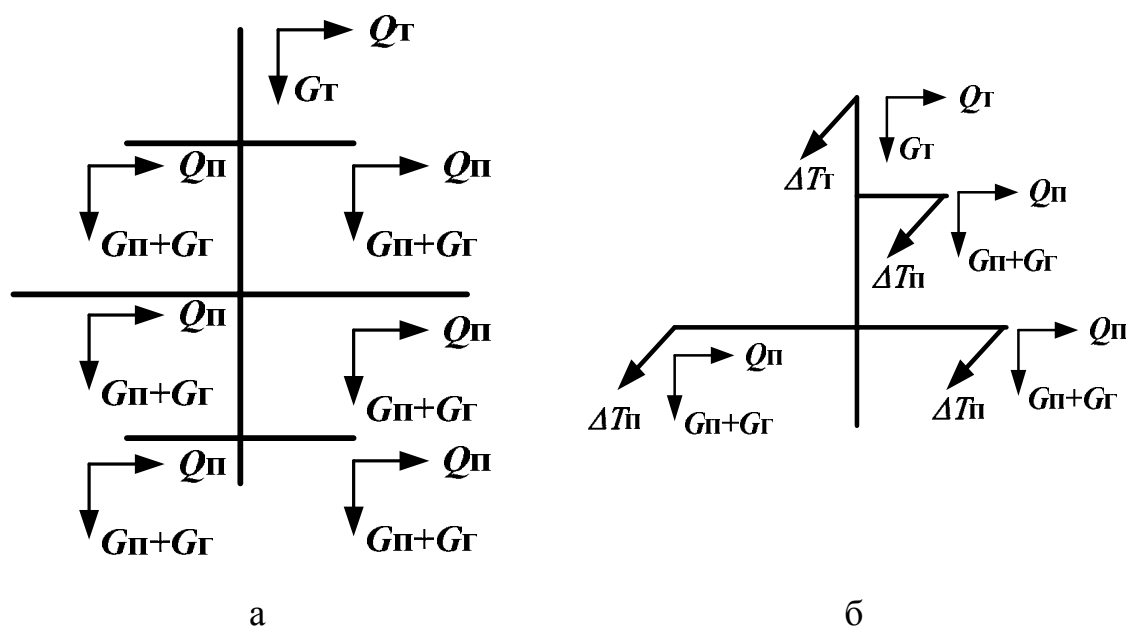


Рис. 2.53. Схемы нагрузок на опору в нормальном режиме работы воздушной линии: а – на промежуточную двухцепную; б – на анкерную

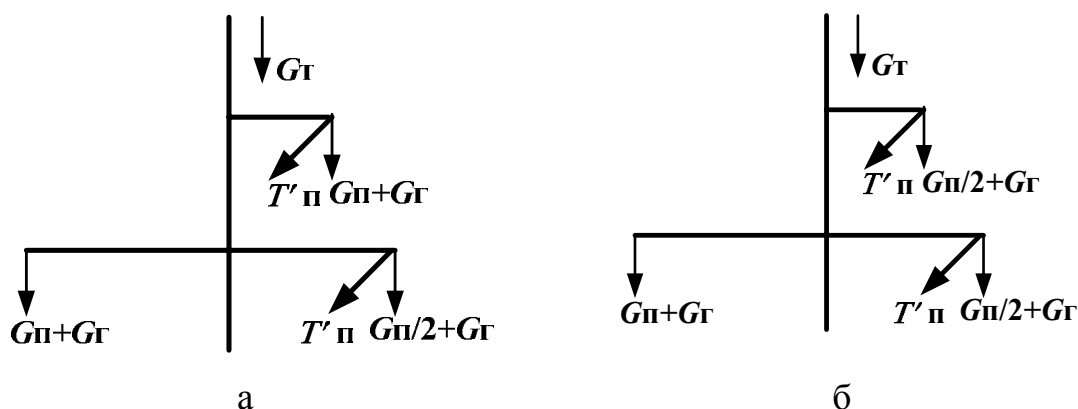


Рис. 2.54. Схемы нагрузок на опору в аварийном режиме работы воздушной линии: а – на промежуточную одноцепную; б – на анкерную

Опоры воздушных линий электропередачи отличаются от всех остальных инженерных сооружений, так как размеры инженерных сооружений определяются вертикальными нагрузками от собственного веса и полезными технологическими нагрузками, для которых предназначены сооружения. Основными нагрузками, определяющими размеры элементов опор и фундаментов, являются горизонтальные, а дополнительными – вертикальные.

Горизонтальные нагрузки состоят из:

- 1) ветровой нагрузки на конструкцию опоры. Для нормальных стальных опор высотой до 50 м полная ветровая нагрузка определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}}^{\text{н}} = C_x \cdot Q_{\text{н}} \cdot S \cdot \beta, \quad (2.66)$$

где  $S$  – площадь проекции конструкции по наружному обмеру с наветренной стороны на плоскость, перпендикулярную направлению ветра,  $\text{м}^2$ ;

$\beta$  – коэффициент, учитывающий динамическое воздействие порывов ветра: для стальных свободностоящих опор  $\beta = 1,5$ ; для опор на оттяжках  $\beta = 1,65$ ; для деревянных и железобетонных опор  $\beta = 1,65$ .

- 2) ветровой нагрузки на провода и тросы (параграф 2.3);

- 3) нагрузки от тяжения проводов и тросов.

Нагрузки от тяжения проводов и тросов определяют по выражению:

$$T = F \cdot \sigma, \quad (2.67)$$

где  $F$  – сечение провода,  $\text{мм}^2$ ;

$\sigma$  – напряжение в проводе, определяемое из механического расчета,  $\text{даН/мм}^2$ .

К вертикальным нагрузкам относят:

- 1) собственный вес опоры [6, стр. 30–51, табл. 1.25–1.45];
- 2) вес гирлянд изоляторов с арматурой [6, стр. 65–68, табл. 1.64–1.67];
- 3) вес проводов и тросов (параграфы 2.3 и 2.8);
- 4) вес монтера с монтажными приспособлениями. Нормативный вес монтажных приспособлений и монтера с инструментом принимается: для всех опор воздушных линий 500 кВ – 250 даН; для промежуточных опор линий 35–330 кВ с подвесными изоляторами – 150 даН; для анкерных опор – 200 даН; для всех опор линий со штыревыми изоляторами – 100 даН.

### **Пример 2.11**

Пользуясь данными и результатами расчетов предыдущих примеров, определить нормативные и расчетные нагрузки на промежуточную металлическую опору П220-2 в нормальном режиме работы воздушной линии для дальнейшего выбора и проверки фундамента под опору.

### **Решение**

1. Определим нормативные нагрузки.

На промежуточную опору в нормальном режиме работы воздушной линии действуют нагрузки, показанные на рис. 2.53, а:

- 1) постоянные нагрузки:

**собственный вес опоры** [6, стр. 40, табл. 1.34]

$$G_{\text{оп пр}}^{\text{н}} = 6,21 \text{ т} = 6,21 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**собственный вес гирлянд изоляторов** [6, стр. 65, табл. 1.65]

$$G_{Г\text{ пр}}^H = n_{Г} \cdot G_{Г} = 6 \cdot 23,8 = 142,8 \text{ кг} = 0,143 \text{ даН} \cdot 10^3,$$

где  $n_{Г}$  – количество гирлянд изоляторов на опоре, шт;

$G_{Г}$  – вес одной гирлянды изоляторов, кг (**пример 2.6**);

**собственный вес провода на весовой пролёт**

$l_{\text{вес}} = 335$  м, (**пример 2.6**); собственный вес 1 м провода  $M_{\Pi} = 0,997$  кг/м (даН/м) (**пример 2.1**), тогда с учетом двух цепей и трехфазной системы получим:

$$G_{\Pi}^H = 2 \cdot 3 \cdot M_{\Pi} \cdot 10^{-3} \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 0,997 \cdot 335 = 2003 \text{ кг} = 2,003 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**собственный вес троса на весовой пролёт**

собственный вес 1 м троса –  $M_{Т} = 0,6274$  кг/м (даН/м) (**пример 2.10**), тогда

$$G_{Т}^H = M_{Т} \cdot 10^{-3} \cdot l_{\text{вес}} = 0,6274 \cdot 335 = 210 \text{ кг} = 0,21 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**итого по постоянным нормативным нагрузкам**

$$G_{\text{оп пр}}^H + G_{Г\text{ пр}}^H + G_{\Pi}^H + G_{Т}^H = 6,21 + 0,143 + 2,003 + 0,21 = 8,57 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

2) кратковременные нагрузки:

**нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер направлен перпендикулярно оси линии)**

с учетом трехфазной системы и двух цепей воздушной линии получим:

$$Q_{\Pi}^H = 2 \cdot 3 \cdot p_4 \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 1,56 \cdot 335 = 3136 \text{ кг} = 3,136 \text{ даН} \cdot 10^3,$$

где  $p_4$  – единичная горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, свободный от гололеда, даН/м (**пример 2.1**);

**нагрузка от давления ветра на трос без гололеда**

определим единичную нагрузку от давления ветра на трос без гололеда, воспользовавшись расчетом одноименной удельной нагрузки (**пример 2.10**)

$$p_{4Т} = \alpha C_x Q_a d_{Т} \cdot \sin^2 \varphi \cdot 10^{-3} = 0,725 \cdot 1,1 \cdot 6,5 \cdot 42 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,218 \text{ даН/м, тогда}$$

$$Q_{Т}^H = p_{4Т} \cdot l_{\text{вес}} = 0,218 \cdot 335 = 73,03 \text{ кг} = 0,073 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**нагрузка от веса гололеда на проводах**

с учетом трехфазной системы и двух цепей воздушной линии получим:

$$Q_{\Pi\text{ гол}}^H = 2 \cdot 3 \cdot p_2 \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 3,23 \cdot 335 = 6492 \text{ кг} = 6,492 \text{ даН} \cdot 10^3,$$

где  $p_2$  – единичная нагрузка от массы гололедных отложений, даН/м (**пример 2.1**);

**нагрузка на трос от веса гололеда**

определим единичную нагрузку от массы гололедных отложений на трос, воспользовавшись расчетом одноименной удельной нагрузки (*пример 2.10*)

$$p_{2T} = g_0 \cdot 10^{-3} \cdot \pi c (d_T + c) = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,1416 \cdot 22 \cdot (42 + 22) = 3,98 \text{ даН/м},$$

$$Q_{T \text{ гол}}^H = p_{4T} \cdot l_{\text{вес}} = 3,98 \cdot 335 = 1333,6 \text{ кг} = 1,33 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

#### **нагрузка от давления ветра на конструкцию опоры**

ветровая нагрузка на конструкцию опоры определяется по формуле (2.66):

$$P_{\text{оп}}^H = C_x \cdot Q_H \cdot S \cdot \beta = 1,1 \cdot 65 \cdot (5,4 \cdot 22,5 + 1,4 \cdot (6,5 + 6,5 + 5,5)) \cdot 1,5 = 15808,65 \text{ даН} \\ = 15,81 \text{ даН} \cdot 10^3,$$

где  $C_x = 1,1$  – аэродинамический коэффициент (*пример 2.1*);

$Q_H = 65 \text{ даН/м}^2$  – скоростной напор ветра (*пример 2.1*);

$S = 5,4 \cdot 22,5 + 1,4 \cdot (6,5 + 6,5 + 5,5) = 147,4 \text{ м}^2$  – площадь проекции конструкции по наружному обмеру с наветренной стороны на плоскость, перпендикулярную направлению ветра: 5,4 м – ширина базы опоры у основания; 22,5 м – высота опоры до нижней траверсы; 1,4 м – средняя ширина ствола опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки; 6,5 + 6,5 + 5,5 м – размеры опоры от нижней траверсы до средней, от средней до верхней и от верхней до верхушки тросостойки, соответственно, (Приложение 2, рис. 2.12, б).

$\beta = 1,5$  – коэффициент, учитывающий динамическое воздействие порывов ветра (параграф 2.9.4);

#### **итого по кратковременным нормативным нагрузкам**

$$Q_{\Pi}^H + Q_T^H + Q_{\Pi \text{ гол}}^H + Q_{T \text{ гол}}^H + P_{\text{оп}}^H = 3,136 + 0,073 + 6,492 + 1,33 + 15,81 = 26,8 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

2. Определим расчетные нагрузки.

Расчетные нагрузки получают путем умножения нормативных нагрузок на коэффициенты перегрузки в нормальных и аварийных режимах –  $n$  [Приложение 2, табл. 2.5]:

**нагрузка от собственного веса конструкций опор, гирлянд изоляторов, веса проводов и тросов**

$$G_{\text{пр}}^p = (G_{\text{оп пр}}^H + G_{\Gamma \text{ пр}}^H + G_{\Pi}^H + G_T^H) \cdot n = \\ = (6,21 + 0,143 + 2,003 + 0,21) \cdot 1,1 = 9,4 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**нагрузка от веса гололеда на проводах и тросах**

$$Q_{\Pi, T \text{ гол}}^p = (Q_{\Pi \text{ гол}}^H + Q_{T \text{ гол}}^H) \cdot n = (6,492 + 1,33) \cdot 2 = 15,64 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**нагрузка от давления ветра на конструкцию опоры при наличии гололеда на проводах и тросах**

$$P_{\text{оп}}^p = P_{\text{оп}}^h \cdot n = 15,81 \cdot 1 = 15,81 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**нагрузка от давления ветра на провода и тросы, свободные от гололеда**

$$Q_{\text{п,т}}^p = (Q_{\text{п}}^h + Q_{\text{т}}^h) \cdot n = (3,136 + 0,073) \cdot 1,2 = 3,85 \text{ даН} \cdot 10^3;$$

**итого по расчетным нагрузкам**

$$G_{\text{пр}}^p + Q_{\text{п,т гол}}^p + P_{\text{оп}}^p + Q_{\text{п,т}}^p = 9,4 + 15,64 + 15,81 + 3,85 = 44,7 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

## 2.12. Фундаменты опор и расчет закрепления опор в грунте

### 2.12.1. Общие сведения

Совокупность инженерных мероприятий по выбору конструкции подземной части опор, обеспечивающей надежность их работы в процессе эксплуатации, называется закреплением опор в грунте. Подземную часть опоры называют фундаментом, а область грунта, воспринимающую давление от фундамента – основанием. Расстояние от подошвы фундамента до поверхности грунта в месте его установки называется глубиной заложения фундамента, которая определяется расчетом [12].

Расчет закрепления опор в грунте является наиболее сложным вопросом проектирования линий электропередачи. Сложность его обусловлена тем, что воздушная линия является сооружением большой протяженности, проходит в многообразных геологических условиях, определить которые для каждой опоры не представляется возможным.

Конструкция фундаментов выбирается в соответствии с:

- 1) типом опоры;
- 2) действующей на фундамент нагрузкой;
- 3) характеристикой грунта, в который будет заделан фундамент.

Шифр фундаментов основной номенклатуры определяется буквой Ф, что означает «фундамент» и цифрой, которая указывает типоразмер фундамента [6]. Специальные фундаменты имеют в шифре после буквы Ф дополнительную букву:

- специальные – С;
- укороченные – К;
- повышенные – П.

После типоразмера через дефис проставляется буква или цифра, указывающая на его применение:

- под анкерно-угловые опоры – А;
- под стойки опор с оттяжками – О;
- под опоры с башмаками, имеющими два отверстия – 2;

под опоры с башмаками, имеющими четыре отверстия – 4.

Существует несколько общих правил закрепления опор в грунте в зависимости от конструкции опоры (табл. 2.11) [12]:

Таблица 2.11

*Общие правила закрепления опор в грунте*

Конструкция опоры	Вид фундамента
Пространственные стальные опоры башенного типа	Железобетонные подножки или бетонные блоки
Опоры на оттяжках	Железобетонные подножки и анкерные плиты
Узкобазовые металлические и железобетонные опоры	Непосредственная заделка нижней части в грунт

### 2.12.2. Анкерные плиты для крепления оттяжек

Оттяжки унифицированных металлических и железобетонных опор крепятся к железобетонным стандартным плитам, общий вид которых представлен на рис. 2.55 [6, 12]. Масса такой плиты колеблется от полутонны до трех с половиной тонн.



*Рис. 2.55. Железобетонная анкерная плита*

Железобетонная плита имеет две перекрестные балки усиления, в месте пересечения которых заделан стальной рым для крепления анкерной тяги или U-образного болта - анкера.

Плита располагается в грунте так, чтобы ее рабочая плоскость была перпендикулярна к направлению анкерной тяги.

### 2.12.3. Основные конструкции фундаментов опор

Для закрепления опор в грунте применяются следующие виды фундаментов:

- 1) грибовидные (рис. 2.56).



*Рис. 2.56. Грибовидный фундамент*

На грибовидный фундамент действуют вертикальные и горизонтальные нагрузки. При вертикальном расположении стоек горизонтальные нагрузки создают изгибающий момент, для восприятия которого в стойку вкладывается дополнительная арматура. Если предполагается, что нагрузка на фундамент будет больше обычной, например, устанавливается анкерно-угловая опора, то стойки фундамента располагают наклонно, как показано на рис. 2.56, что значительно уменьшает изгибающий момент. Фундаменты с вертикальными стойками имеют по два или четыре анкерных болта, с помощью которых опора прикрепляется к фундаменту.

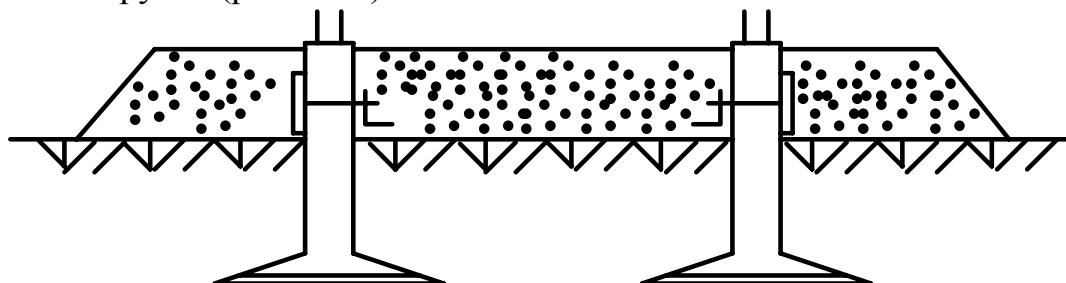
Для увеличения несущей способности фундаментов применяют ригели (рис. 2.57), если трасса воздушной линии проходит в районе с большой ветровой нагрузкой.



*Рис. 2.57. Ригели*

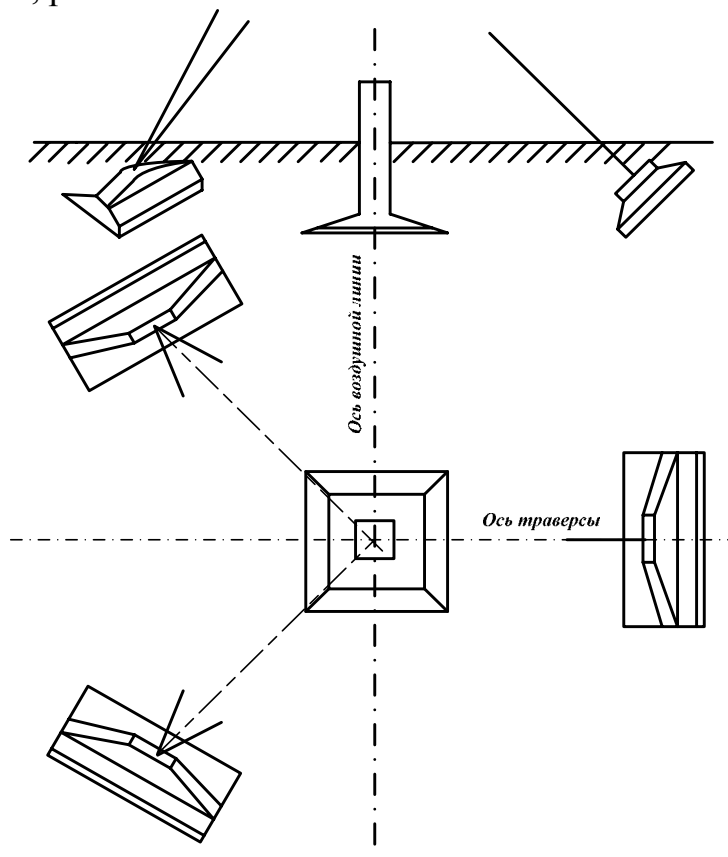
Для восприятия увеличенной ветровой горизонтальной нагрузки ригели на подножниках располагают вдоль оси воздушной линии.

Для закрепления промежуточных опор в обводненном грунте грибовидные подножники не заглубляют и устраивают банкетку из насыпного грунта (рис. 2.58).



*Рис. 2.58. Схема закрепления промежуточных опор в обводненном грунте*

Схема закрепления промежуточной опоры на оттяжках показана на рис. 2.59. Фундамент опоры состоит из одного вертикального подножника грибовидной формы для опирания стойки опоры, а также трех анкерных плит, расположенных в котлованах наклонно.



*Рис. 2.59. Схема закрепления промежуточной опоры на оттяжках*

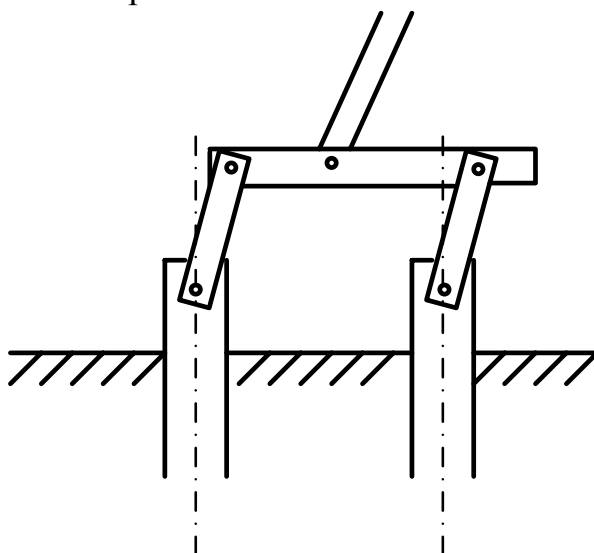
2) свайные фундаменты.

Для устройства свайных фундаментов разработаны серии свай квадратного сечения (рис.2.60).



*Рис. 2.60. Свая квадратного сечения*

Длина свай колеблется от шести до двенадцати метров, длина пустотелых свай достигает до тридцати метров. У верхнего конца сваи имеется отверстие, за которое осуществляется захват сваи при погружении. Анкеры для крепления оттяжек присоединяются к сваям с помощью пластин, как показано на рис.2.61.



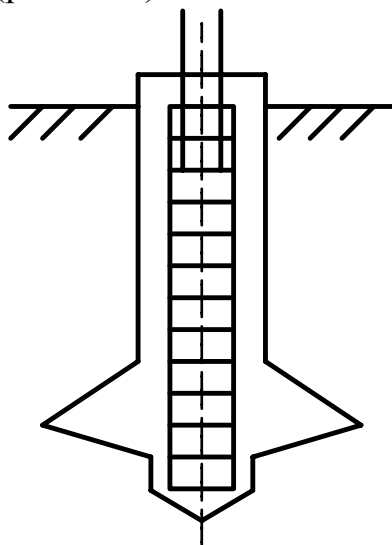
*Рис. 2.61. Крепление анкеров к сваям*

Расход материалов у свайных фундаментов ниже, чем у грибовидных подножников, поэтому ставить их дешевле, однако на некоторых

участках трассы могут залегать грунты, не допускающие погружение свай.

3) буронабивные фундаменты.

Для устройства фундаментов воздушных линий напряжением 500 и 750 кВ, если опора П-образная свободностоящая применяются буронабивные фундаменты (рис. 2.62).



*Рис. 2.62. Устройство буронабивного фундамента*

Такой фундамент устраивается с помощью машины, снабженной уширителем. Вначале бурится котлован, в который вставляют арматуру и закладные части, а после этого производят бетонирование.

#### **2.12.4. Специальные способы закрепления опор**

Специальные способы закрепления опор используются в случаях, когда свойства грунта (условия вечной мерзлоты) или план местности не позволяют применить фундаменты, рассмотренные выше.

К специальным фундаментам относятся:

1) винтовые сваи.

Винтовые сваи выпускаются в двух видах:

- ✓ литая чугунная лопасть (1) соединяется с железобетонным стволом (2). На верхний конец ствола навинчивается металлический наголовник (3), соединяющий опору со сваем (рис. 2.63, а);
- ✓ на оцинкованную стальную трубу наваривается лопасть назначенной конфигурации (рис. 2.63, б). Винтовые сваи предназначены как для закрепления свободностоящих опор, так и для закрепления опор на оттяжках в любых грунтах, кроме скальных.

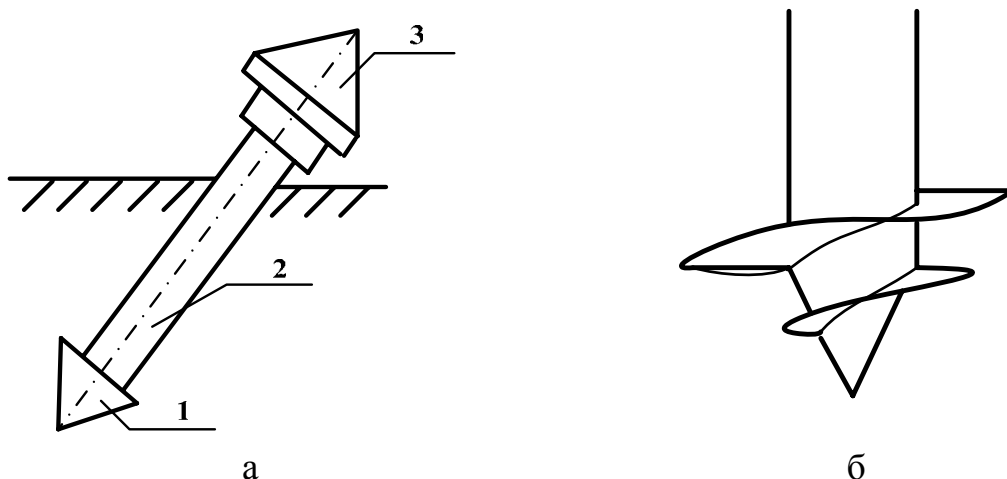


Рис. 2.63. Винтовая свая

Винтовые сваи имеют ряд преимуществ, по сравнению с другими видами фундаментов:

- ✓ они более экономичны, так как позволяют полностью отказаться от земляных работ;
- ✓ фундамент на винтовых сваях может быть возведен даже на неровном, необработанном участке;
- ✓ винтовые сваи обладают достаточной несущей способностью как на сжимающие, так и на выдергивающие нагрузки и противостоят силам морозного пучения.

2) сборный металлический подножник.

Сборный металлический подножник (рис. 2.64) изготавливается из оцинкованных металлических деталей, крепится на опорные плиты из железобетона.

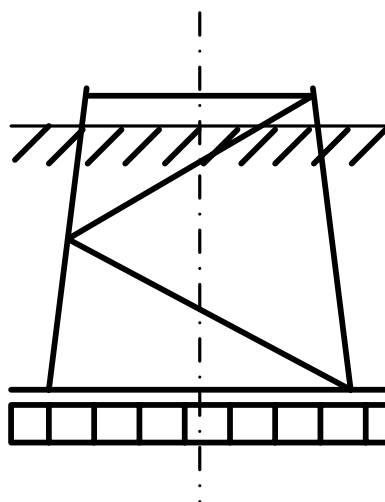
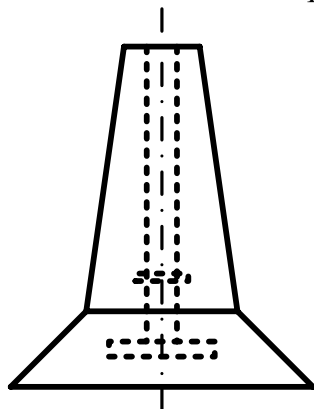


Рис. 2.64. Сборный металлический подножник

Данный вид фундамента применяется в местах, куда невозможно доставить тяжелую подъемную технику для монтажа.

3) монолитный малообъемный бетонный фундамент (рис. 2.65).



*Рис. 2.65. Монолитный малообъемный бетонный фундамент*

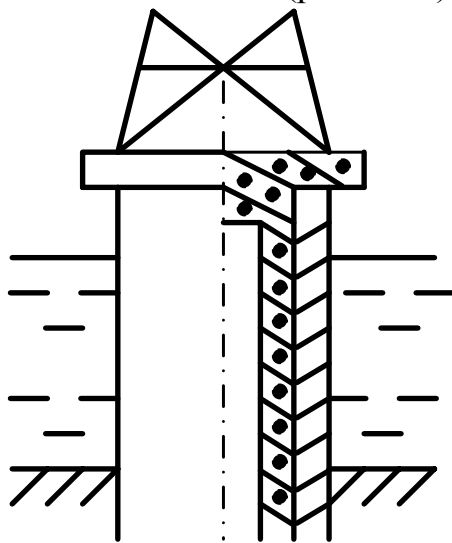
Достоинством фундамента является сокращение расхода стали на его изготовление, а недостатком – проведение бетонных работ в каждом пикете.

4) фундаменты, устанавливаемые в поймах рек и фундаменты переходных опор.

Фундаменты опор в поймах рек и фундаменты переходных опор сильно отличаются от основных видов фундаментов.

В пойменных участках происходит движение воды и льда, поэтому фундаменты необходимо защищать ледозащитными сооружениями или ледорезами, кроме того, вода размывает фундамент.

Наибольшей популярностью пользуются фундаменты в виде опускаемых колодцев, заполняемых бетоном (рис. 2.66).



*Рис. 2.66. Опускной колодец*

В качестве защиты фундаментов от воды и льда используют насыпной грунт и тросовое устройство для защиты от отдельных льдин (рис. 2.67, а, б).

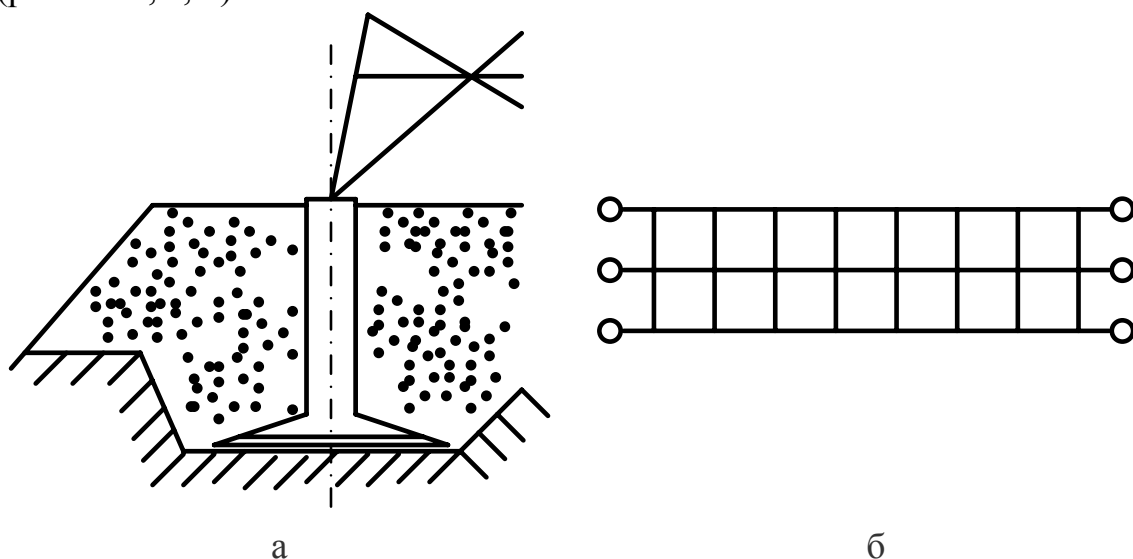


Рис. 2.67. Защита фундамента: а – насыпным грунтом; б – устройством для защиты от льдин

На фундаменты переходных опор действуют нагрузки большие, чем на все остальные виды фундаментов, этим они значительно отличаются от фундаментов обычных опор.

В качестве фундамента могут применяться железобетонные сборные фундаменты, либо бетонные монолиты (рис. 2.68, а, б).

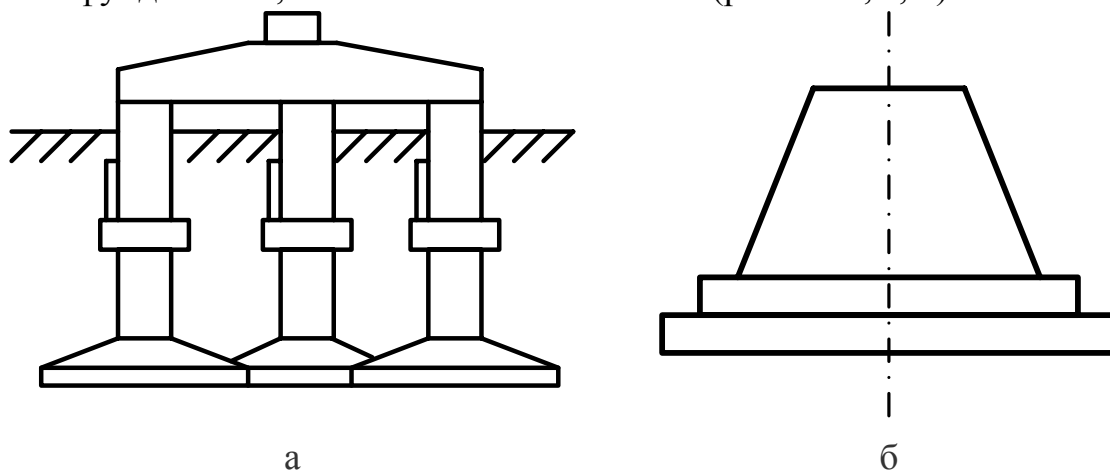


Рис. 2.68. Фундаменты переходных опор: а – железобетонный сборный фундамент; б – бетонный монолит

## 2.13. Расчет фундаментов под опоры

### 2.13.1. Общие сведения. Задачи и метод расчета

Далее изложены только способы расчета фундаментов в обычных грунтах [12]. Вопросы расчета фундаментов в просадочных грунтах в районах вечной мерзлоты и районах, подверженных землетрясениям, являются темой специального исследования, поэтому в пособии не рассматриваются.

В настоящее время в качестве фундаментов применяются легкие железобетонные (в некоторых случаях металлические) подножки, которые не могут уравновесить собственным весом вырывающие нагрузки, передающиеся от установленных на них опор, так как вырывающая нагрузка, действующая на современный подножник, в пять раз больше, чем собственный вес подножника. Поэтому конструктивно они выполняются так, чтобы включить в работу сопротивление грунта. Помимо подножников применяют различного рода сваи, которые должны воспринимать как сжимающие, так и вырывающие нагрузки. Для опор с оттяжками используют анкерные плиты.

Опираясь на вышеизложенное, можно сказать, что расчет фундаментов сводится к решению трех задач:

- 1) расчет оснований грибовидных подножников при действии одной сжимающей силы или совместно с горизонтальной силой;
- 2) расчет узких фундаментов на опрокидывание горизонтальными силами и моментами, действующими в вертикальных плоскостях;
- 3) расчет анкерных плит для оттяжек при действии одной нормальной вырывающей силы, приложенной центрально или нормальной вырывающей силы, приложенной совместно с горизонтальной.

Для расчета любого вида фундамента используется метод предельных состояний, согласно которому расчет фундаментов опор производится по деформациям и устойчивости (несущей способности).

**Расчет по деформациям.** По деформациям рассчитываются основания вдавливаемых и вырываемых фундаментов, а также фундаменты одностоечных и узкобазовых опор. Условие расчета по деформациям сводится к неравенству:

$$S \leq S_{\Pi}, \quad (2.68)$$

где  $S$  – деформация, определенная расчетом;

$S_{\Pi}$  – предельно допустимая деформация.

В зависимости от типа фундамента по методу предельных состояний проверяются следующие виды деформаций:

- 1) вертикальные осадки отдельных блоков фундаментов при действии сжимающих нагрузок –  $\Delta_y$ , см;
- 2) средняя осадка –  $\Delta$ , см;
- 3) углы наклона (крен) фундамента под действием нагрузок, вызывающих опрокидывание –  $\beta_\phi$ , радиан;
- 4) углы поворота одностоечных свободностоящих железобетонных опор, определяемые деформациями грунта –  $\beta_0$ , радиан.

Значения предельных деформаций фундаментов опор воздушных линий электропередачи приведены в [Приложении 2, табл. 2.6].

Расчет по деформациям производится при действии нормативных нагрузок, за исключением расчета гибких одностоечных опор, для которых расчет производится при действии расчетных нагрузок.

**Расчет по устойчивости (несущей способности).** Расчет фундаментов по устойчивости выполняется при действии расчетных нагрузок по условию:

$$N = \frac{\Phi}{k_H}, \quad (2.69)$$

где  $N$  – расчетная нагрузка на основание, даН;

$\Phi$  – несущая способность основания, определенная расчетом;

$k_H$  – коэффициент надежности, принимаемый по [табл. 2.7, Приложение 2].

Технические характеристики фундаментов и анкерных плит для крепления оттяжек приведены в [6, стр. 20–28, табл. 1.16–1.24].

### 2.13.2. Характеристики грунтов, необходимые при расчете оснований фундаментов опор

Основными физическими характеристиками грунта являются [12]:

- 1)  $J_L$  – показатель консистенции глинистых грунтов (пластичность);
- 2)  $E$  – модуль деформации грунта, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>;
- 3)  $\phi^H$  – нормативный угол внутреннего трения, град;
- 4)  $c^H$  – нормативное удельное сцепление грунта, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>;
- 5)  $\mu$  – коэффициент бокового расширения;
- 6)  $\gamma$  – объемный вес грунта, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- 7)  $\gamma_3$  – вес грунта обратной засыпки, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- 8)  $\phi_0$  – угол внутреннего трения обратной засыпки, град;

9)  $c_0$  – удельное сцепление грунта обратной засыпки,  $\text{даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ .

### 2.13.3. Расчет анкерных плит для крепления оттяжек

Общий вид анкерной плиты для крепления оттяжек приведен на рис. 2.55. Схема действия сил при расположении анкерной плиты в грунте изображена на рис. 2.69.

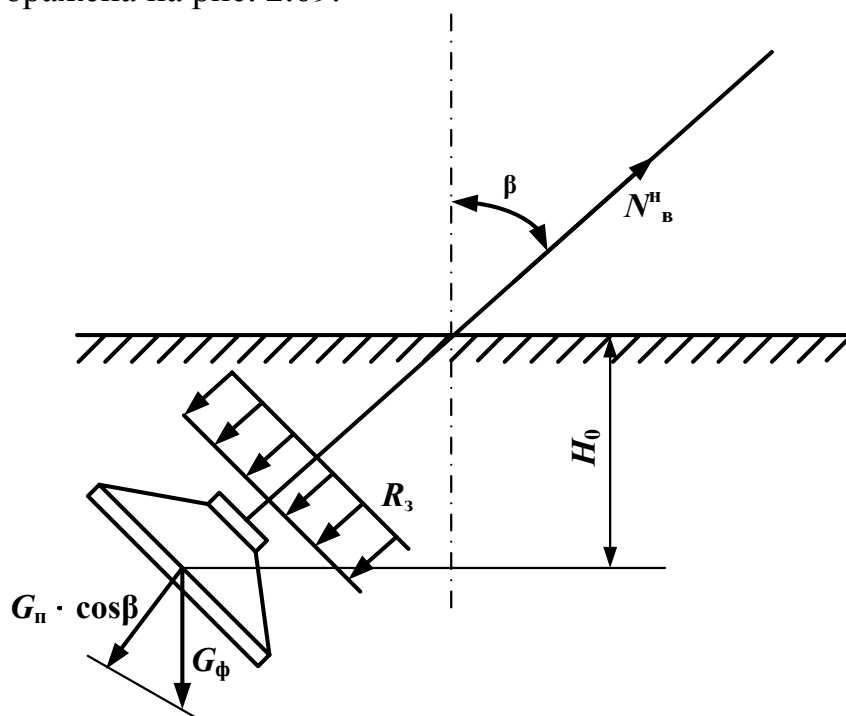


Рис. 2.69. Схема действия сил на анкерную плиту

На рис. 2.69:

$N_B^H$  – нормативная вырывающая нагрузка, действующая на анкерную плиту,  $\text{даН} \cdot 10^3$ ;

$G_\pi$  – масса плиты [6, стр. 24, табл. 1.20], т;

$R_3$  – расчетное давление на грунт засыпки, создаваемое плитой [Приложение 2, табл. 2.8,],  $\text{даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ ;

$\beta$  – угол наклона линии действия силы к вертикали, град.

Расчет анкерной плиты по деформации производится по формуле:

$$N_B^H \leq m R_3 F_0 + G_\pi \cos \beta, \quad (2.70)$$

где  $F_0$  – проекция площади верхней поверхности плиты на плоскость, нормальную к оси тяги,  $\text{м}^2$ ;

$m$  – коэффициент условий работы:

$$m = m_{\text{гр}} m_0 m_c, \quad (2.71)$$

где  $m_{гр} = 1$  – коэффициент грунта;

$m_0$  – коэффициент опоры, зависящий от базы опоры  $b$ :

$b, \text{ м}$	5	2,5	1,5,
$m_0$	1,2	1,0	0,8,

$m_c$  – коэффициент сочетаний, зависящий от режима работы воздушной линии:

Режим	нормальный	аварийный
$m_c$	1,0	1,5

Расчет анкерной плиты по устойчивости (несущей способности) производится по формуле:

$$N_B^p \leq \frac{1}{k_H} (N_{\Pi} + 0,9 G_{\Pi} \cos \beta), \quad (2.72)$$

где  $N_B^p$  – расчетная вырывающая нагрузка, действующая на анкерную плиту,  $\text{даН} \cdot 10^3$ ;

$N_{\Pi}$  – предельное сопротивление вырыванию,  $\text{даН} \cdot 10^3$ ;

$k_H$  – коэффициент надежности, принимаемый по [Приложению 2, табл. 2.7,].

Предельное сопротивление вырыванию определяется по формуле:

$$N_{\Pi} = N_{\Pi 0} \cdot k_{\beta}, \quad (2.73)$$

где  $k_{\beta}$  – коэффициент, фиксирующий наклон анкерной плиты, принимаемый по [Приложению 2, табл. 2.9,];

$N_{\Pi 0}$  – сопротивление вырыванию при  $\beta = 0$ , определяемое как:

$$N_{\Pi 0} = V \cdot \gamma_3 + c_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \sum \omega_i, \quad (2.74)$$

где  $V$  – объем обелиска анкерной плиты,  $\text{м}^3$ .

$\gamma_3$  – вес грунта обратной засыпки,  $\text{даН} \cdot 10^3 / \text{м}^3$ ;

$\varphi_0$  – угол внутреннего трения обратной засыпки, град;

$\sum \omega_i$  – сумма площадей боковых поверхностей обелиска,  $\text{м}^2$ .

### Пример 2.12

Рассчитать основание унифицированной анкерной плиты марки ПА2-2 под промежуточную металлическую одностоечную одноцепную опору на оттяжках воздушной линии электропередачи 110 кВ (Приложение 2, рис. 2.8) в нормальном режиме работы линии. Грунт глинистый с показателем консистенции  $J_L = 0,23$  и коэффициентом пористости  $e = 0,55$ . Угол наклона линии действия силы к вертикали (рис. 2.69)  $\beta = 40^\circ$ . Нормативная вырывающая нагрузка, действующая на анкерную плиту,  $N_B^H = 21 \text{ даН} \cdot 10^3$ . Расчетная вырывающая нагрузка, действующая

на анкерную плиту,  $N_B^p = 28 \text{ даН} \cdot 10^3$ . Нагрузки, действующие на анкерную плиту, равны нормативным и расчетным нагрузкам, действующим на промежуточную металлическую одностоечную одноцепную опору на оттяжках. Их вычисление осуществляется аналогично вычислению нагрузок на промежуточную металлическую опору П220-2 (*пример 2.11*) и в данном примере не приводится.

### Пояснения

Технические данные анкерной плиты марки ПА2-2 приведены в табл. 2.12, составленной на основе [6, стр. 24, табл. 1.20].

Таблица 2.12

Технические данные анкерной плиты ПА2-2

Марка плиты	Глубина заложения плиты $h_p$ , м	Размер плиты $a \times b$ , м	Масса плиты, т
ПА2-2	3,0	$1,5 \times 3,0$	2,2

Для глинистых грунтов с показателем консистенции  $J_L = 0,23$  и коэффициентом пористости  $e = 0,55$ : нормативное значение модуля деформации  $E = 2800 \text{ даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.10]; нормативный угол внутреннего трения  $\varphi^H = 21^\circ$ ; нормативное удельное сцепление грунта  $c^H = 8,1 \text{ даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.11].

Для промежуточной прямой опоры, устанавливаемой в глинистый грунт с показателем консистенции  $J_L = 0,23$ , с относительным заглублением  $h_p / a = 3,0 / 1,5 = 2,0$ , объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении  $\gamma_3 = 1,7 \cdot 10^3 \text{ даН} / \text{м}^3$ , расчетное давление  $R_3 = 10,5 \text{ даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.8].

Для глинистых грунтов с показателем консистенции  $J_L = 0,23$  и объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении  $\gamma_3 = 1,7 \cdot 10^3 \text{ даН} / \text{м}^3$ : коэффициент бокового расширения  $\mu = 0,6$  [Приложение 2, табл. 2.12]; коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения  $k_r = 1,1$ , а для глинистого грунта  $k_r = 2,4$  [Приложение 2, табл. 2.13], тогда

угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_r} = 0,6 \cdot \frac{21}{1,1} = 11,45^\circ,$$

а удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$c_0 = \mu \cdot \frac{c^H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{8,1}{2,4} = 2,03 \text{ даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2.$$

Для прямой промежуточной опоры коэффициент надежности  $k_H = 1$  [ Приложение 2, табл. 2.7].

Для глинистых грунтов при угле наклона линии действия силы к вертикали  $\beta = 40^\circ$ : коэффициент, фиксирующий наклон анкерной плиты  $k_\beta = 1,09$  [ Приложение 2, табл. 2.9].

### **Решение**

1. Произведем расчет по деформации.

Вычислим коэффициент условий работы по формуле (2.71):

$$m = m_{\Gamma p} m_0 m_c = 1 \cdot 1,2 \cdot 1 = 1,2.$$

Определим вырывающую нагрузку, действующую на фундамент, по формуле (2.70):

$$m R_3 F_0 + G_{\Pi} \cos \beta = 1,2 \cdot 10,5 \cdot 1,5 \cdot 3,0 + 2,2 \cdot \cos 40^\circ = 58,4 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Сравним нормативную вырывающую нагрузку с полученной выше:

$$N_B^H \leq m R_3 F_0 + G_{\Pi} \cos \beta \text{ или } 21 < 58,4 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Таким образом, анкерная плита марки ПА2-2 удовлетворяет условию расчета по деформации.

2. Произведем расчет по несущей способности.

Определим объем обелиска анкерной плиты марки ПА2-2, если

$$a = 1,5 \text{ м}; b = 3,0 \text{ м};$$

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,5 + 2 \cdot 3,0 \cdot \operatorname{tg} 11,45^\circ = 2,7 \text{ м};$$

$$b_1 = b + 2 \cdot h_{\Pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 3,0 + 2 \cdot 3,0 \cdot \operatorname{tg} 11,45^\circ = 4,2 \text{ м},$$

$$\begin{aligned} V_{\Pi} &= \frac{h_{\Pi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot b_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot b] = \\ \text{тогда} \quad &= \frac{3,0}{6} [(2 \cdot 2,7 + 1,5) \cdot 4,2 + (2 \cdot 1,5 + 2,7) \cdot 3,0] = 23,04 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Вычислим сумму площадей боковых поверхностей анкерной плиты марки ПА2-2:

$$\sum \omega_{\Pi} = 3 \cdot (a + a_1 + b + b_1) = 3 \cdot (1,5 + 2,7 + 3,0 + 4,2) = 34,2 \text{ , м}^2.$$

Используя формулы (2.73) и (2.74), произведем расчет правой части формулы (2.72):

$$\begin{aligned}
\frac{1}{k_H}(N_{\Pi} + 0,9G_{\Pi}\cos\beta) &= \frac{1}{k_H}(N_{\Pi 0} \cdot k_{\beta} + 0,9G_{\Pi}\cos\beta) = \\
&= \frac{1}{k_H}\left[(V_{\Pi} \cdot \gamma_3 + c_0 \cdot \cos\varphi_0 \cdot \sum \omega_{\Pi}) \cdot k_{\beta} + 0,9G_{\Pi}\cos\beta\right] = \\
&= \frac{1}{1}\left[(23,04 \cdot 1,7 + 2,03 \cdot \cos 11,45^{\circ} \cdot 34,2) \cdot 1,09 + 0,9 \cdot 2,2 \cdot \cos 40^{\circ}\right] = 118,4 \text{ даН} \cdot 10^3.
\end{aligned}$$

Сравним по формуле (2.72) расчетную вырывающую нагрузку с полученной:

$$N_B^p \leq \frac{1}{k_H}(N_{\Pi} + 0,9G_{\Pi}\cos\beta) \text{ или } 28 < 118,4 \text{ даН} \cdot 10^3,$$

анкерная плита марки ПА2-2 удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

#### 2.13.4. Расчет железобетонных грибовидных фундаментов-подножников

Общий вид грибовидного фундамента-подножника приведен на рис. 2.56, а расчетная схема при действии на грибовидный фундамент вырывающей нагрузки – на рис. 2.70.

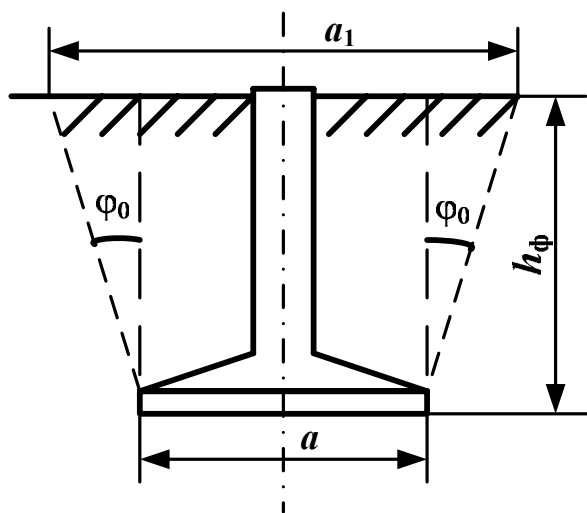


Рис. 2.70. Расчетная схема при действии на грибовидный фундамент вырывающей нагрузки

На рис. 2.70:

$a$  – размер стороны квадратной опорной плиты подножника, м;

$h_{\Phi}$  – глубина заложения фундамента, м;

$a_1$  – размер стороны призмы выпирания фундамента, м;

$\varphi_0$  – угол внутреннего трения обратной засыпки, град.

Расчет грибовидных фундаментов-подножников по деформациям производится на нормативные нагрузки во всех режимах воздушных линий. Требование расчета по деформациям сводится к ограничению вертикальной осадки. Условие расчета можно сформулировать следующим образом: среднее давление по подошве фундамента не должно превышать расчетного давления на основание, то есть должно быть соблюдено условие:

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_s, \quad (2.75)$$

где  $\sigma_{\text{ср}}$  – среднее давление по подошве фундамента, которое находится по формуле (2.76),  $\text{даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ ;

$R_s$  – давление на грунт основания подножников унифицированных опор, рассчитанное из условий предельных деформаций в нормальном режиме работы линии,  $\text{даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.14]:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_{\text{с}}^{\text{н}}}{F} + \gamma_3 h_{\text{ф}}, \quad (2.76)$$

где  $N_{\text{с}}^{\text{н}}$  – нормативная сжимающая нагрузка,  $\text{даН} \cdot 10^3$ ;

$F$  – площадь фундамента,  $\text{м}^2$ ;

$\gamma_3$  – объемный вес грунта обратной засыпки (уплотнение механическое; расположение выше уровня грунтовых вод) равен  $1,7 \cdot 10^3 \text{ даН} / \text{м}^3$ ;

$h_{\text{ф}}$  – глубина заложения фундамента, м [6, стр. 20, табл. 1.16].

Расчет на вырывание учитывает действие на фундамент нормативной вырывающей нагрузки и производится по условию:

$$N_{\text{в}}^{\text{н}} \leq m R_3 F_0 + G_{\text{ф}}, \quad (2.77)$$

где  $m$  – коэффициент условий работы, определяемый по формуле (2.71);

$R_3$  – расчетное давление,  $\text{даН} \cdot 10^3 / \text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.8].

$F_0$  – проекция плоскости верха плиты на горизонтальную плоскость,  $\text{м}^2$ ;

$G_{\text{ф}}$  – масса фундамента, т [6, стр. 20, табл. 1.16].

Расчет грибовидного фундамента по устойчивости (несущей способности) производится аналогично расчету анкерной плиты.

### **Пример 2.13**

Пользуясь данными и результатами расчетов предыдущих примеров, рассчитать основание грибовидного фундамента-подножника марки Ф3-2 под промежуточную опору П220-2 в нормальном режиме работы воздушной линии электропередачи. Грунт глинистый с показателем консистенции  $J_L = 0,23$  и коэффициентом пористости  $e = 0,55$ .

### Пояснения

Технические данные грибовидного фундамента марки Ф3-2 приведены в табл. 2.13, составленной на основе [6, стр. 20, табл. 1.16].

Таблица 2.13

Технические данные фундамента Ф3-2

Марка фундамента	Высота фундамента $h$ , м	Глубина заложения фундамента $h_{\text{ф}}$ , м	Размер сто- роны квад- ратной опорной плиты $a$ , м	Масса фундамента, т
Ф3-2	2,7	2,5	$1,8 \times 1,8$	2,9

Нормативная сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент-подножник, равна сумме постоянных и кратковременных нормативных нагрузок, действующих на опору П220-2 (**пример 2.11**):

$$N_{\text{с}}^{\text{н}} = 26,8 + 8,57 = 35,37 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Нормативная вырывающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент-подножник, равна итоговой сумме постоянных нормативных нагрузок, действующих на опору П220-2 (**пример 2.11**):

$$N_{\text{в}}^{\text{н}} = 26,8 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Расчетная вырывающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент-подножник, равна сумме расчетных нагрузок, действующих на опору П220-2 (**пример 2.11**):

$$N_{\text{в}}^{\text{р}} = 44,7 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Для глинистых грунтов с показателем консистенции  $J_L = 0,23$  и коэффициентом пористости  $e = 0,55$ : нормативное значение модуля деформации  $E = 2800 \text{ даН} \cdot 10^3/\text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.10]; нормативный угол внутреннего трения  $\varphi^{\text{н}} = 21^\circ$ ; нормативное удельное сцепление грунта  $c^{\text{н}} = 8,1 \text{ даН} \cdot 10^3/\text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.11].

Давление на грунт основания подножника, рассчитанное из условий предельных деформаций основания в нормальном режиме работы линии для  $E = 2800 \text{ даН} \cdot 10^3/\text{м}^2$  при размере стороны квадратной опорной плиты  $a = 1,8 \text{ м}$  (табл. 2.13), базе опоры  $b$  более 5 м (**пример 2.11**) и глубине заложения фундамента  $h_{\text{ф}} = 2,5 \text{ м}$  (табл. 2.13):  $R_{\text{с}} = 36,1 \text{ даН} \cdot 10^3/\text{м}^2$  [Приложение 2, табл. 2.14].

Для промежуточной прямой опоры, устанавливаемой в глинистый грунт с показателем консистенции  $J_L = 0,23$ , с относительным заглублением  $h / a = 2,7/1,8 = 1,5$ , объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении  $\gamma_3 = 1,7 \cdot 10^3$  даН/м<sup>3</sup>, расчетное давление  $R_3 = 6,0$  даН $\cdot$ 10<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> [Приложение 2, табл. 2.8].

Для глинистых грунтов с показателем консистенции  $J_L = 0,23$  и объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении  $\gamma_3 = 1,7 \cdot 10^3$  даН/м<sup>3</sup>: коэффициент бокового расширения  $\mu = 0,6$  [Приложение 2, табл. 2.12]; коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения  $k_\Gamma = 1,1$ , а для глинистого грунта  $k_\Gamma = 2,4$  [Приложение 2, табл. 2.13], тогда

угол внутреннего трения обратной засыпки (рис. 2.70):

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{21}{1,1} = 11,45^\circ,$$

а удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$c_0 = \mu \cdot \frac{c^H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{8,1}{2,4} = 2,03 \text{ даН} \cdot 10^3/\text{м}^2.$$

Для прямой промежуточной опоры коэффициент надежности  $k_H = 1$  [Приложение 2, табл. 2.7].

### **Решение**

1. Произведем расчет на сжатие (по деформациям).

Найдем среднее давление по подошве фундамента (формула 2.76):

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_c^H}{F} + \gamma_3 h_\Phi = \frac{35,37}{1,8^2} + 1,7 \cdot 2,5 = 15,51 \text{ даН} \cdot 10^3/\text{м}^2.$$

Сравним среднее давление по подошве фундамента с давлением на грунт основания подножника (формула 2.75):

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_s \text{ или } 15,51 < 36,1,$$

то есть условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф3-2 находится в допустимых пределах.

2. Произведем расчет на вырывание.

Вычислим коэффициент условий работы по (2.71):

$$m = m_{\text{гр}} m_0 m_c = 1 \cdot 1,2 \cdot 1 = 1,2.$$

Определим вырывающую нагрузку, действующую на фундамент по (2.77):

$$m R_3 F_0 + G_\Phi = 1,2 \cdot 6,0 \cdot 1,8^2 + 2,9 = 26,2 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Сравним по формуле 2.77 нормативную вырывающую нагрузку с полученной выше:

$$N_B^H > m R_3 F_0 + G_\Phi \text{ или } 26,8 > 26,2 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Таким образом, фундамент марки Ф3-2 **не удовлетворяет** условию расчета по деформациям на вырывание.

Принимаем фундамент большего размера – Ф4-2 с глубиной заложения фундамента  $h_\Phi = 2,7$  м; размером стороны квадратной опорной плиты  $a = 2,1$  м; массой фундамента 3,4 т [6, стр. 20, табл. 1.16], тогда

$$m R_3 F_0 + G_\Phi = 1,2 \cdot 6,0 \cdot 2,1^2 + 3,4 = 35,2 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Сравним по 2.77 нормативную вырывающую нагрузку с полученной:

$$N_B^H < m R_3 F_0 + G_\Phi \text{ или } 26,8 < 35,2 \text{ даН} \cdot 10^3,$$

фундамент марки Ф4-2 удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

3. Произведем расчет по несущей способности.

По рис. 2.88 определим объемobelиска грибовидного фундамента-подножника марки Ф4-2, если

$$a = 2,1 \text{ м};$$

$$a_1 = a + 2 \cdot h_\Phi \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 2,1 + 2 \cdot 2,7 \cdot \operatorname{tg} 11,45^\circ = 3,2 \text{ м};$$

тогда

$$\begin{aligned} V_\Phi &= \frac{h_\Phi}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \\ &= \frac{2,7}{6} [(2 \cdot 3,2 + 2,1) \cdot 3,2 + (2 \cdot 2,1 + 3,2) \cdot 2,1] = 7,2 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Вычислим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента-подножника марки Ф4-2:

$$\sum \omega_\Phi = 2 \cdot h_\Phi \cdot (a + a_1) = 2 \cdot 2,7 \cdot (2,1 + 3,2) = 28,62 \text{ м}^2.$$

Используя формулы (2.73) и (2.74), произведем расчет правой части формулы (2.72):

$$\begin{aligned} \frac{1}{k_H} (N_\Phi + 0,9 G_\Phi) &= \frac{1}{k_H} (N_{\Phi 0} + 0,9 G_\Phi) = \frac{1}{k_H} (V_\Phi \cdot \gamma_3 + c_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \sum \omega_\Phi + 0,9 G_\Phi) = \\ &= \frac{1}{1} (7,2 \cdot 1,7 + 2,03 \cdot \cos 11,45^\circ \cdot 28,62 + 0,9 \cdot 3,4) = 72,24 \text{ даН} \cdot 10^3. \end{aligned}$$

Сравним по (2.72) расчетную вырывающую нагрузку с полученной выше:

$$N_B^P \leq \frac{1}{k_H} (N_\Phi + 0,9 G_\Phi) \text{ или } 44,7 < 72,24 \text{ даН} \cdot 10^3.$$

Фундамент марки Ф4-2 удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

### 2.13.5. Расчет фундаментов из свай

Общий вид свайного фундамента приведен на рис. 2.60, а схема сваи-фундамента – на рис. 2.71.

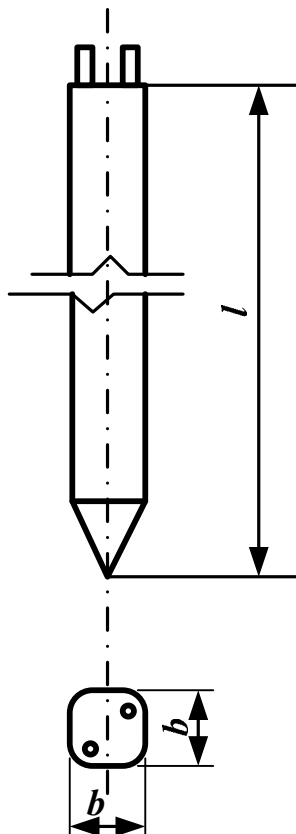


Рис. 2.71. Схема сваи-фундамента

На рис. 2.71:

$l$  – длина сваи, м [6, стр. 27, табл. 1.23];

$b$  – сторона сваи квадратного сечения, мм (см) [6, стр. 27, табл. 1.23].

Конструкция сваи должна быть рассчитана на действие нормальных и поперечных сил.

Расчет сваи на действие нормальных сил производится по неравенству

$$N^p < P_c, \quad (2.78)$$

где  $N^p$  – нормальная расчетная сила, передаваемая на сваю, даН·10<sup>3</sup>;

$P_c$  – расчетное сопротивление сваи, даН·10<sup>3</sup>.

Расчетное сопротивление зависит от вида нагрузки на сваю. Если нагрузка сжимающая, то расчетное сопротивление определяется по формуле:

$$P_{cc} = k \cdot \frac{1}{k_H} m_K \left( 0,5 R^H F + u \sum f_i^H l_i \right) - 1,1 G_\Phi. \quad (2.79)$$

Если нагрузка вырывающая, то расчетное сопротивление определяется как:

$$P_{cb} = k \cdot \frac{1}{k_H} m_K \cdot u \sum f_i^H l_i + 0,9 G_\Phi. \quad (2.80)$$

В формулах (2.79) и (2.80) введены следующие обозначения:

$k$  – коэффициент однородности грунта равен 0,85;

$k_H$  – коэффициент надежности [Приложение 2, табл. 2.7];

$m_K$  – коэффициент условий работы куста свай равен 1;

$R^H$  – нормативное сопротивление грунта, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> [Приложение 2, табл. 2.15];

$F$  – площадь поперечного сечения сваи, м<sup>2</sup> [6, стр. 27, табл. 1.23];

$u$  – периметр сваи, м;

$f_i^H$  – нормативное сопротивление грунта по боковой поверхности сваи, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> [Приложение 2, табл. 2.16];

$l_i$  – толщина слоя грунта, м;

0,5 – коэффициент, учитывающий влияние скважины;

$G_\Phi$  – вес сваи, т [6, стр. 27, табл. 1.23].

Расчет сваи на действие поперечных сил (при свободной голове сваи) производится по формуле:

$$Q^P = \beta \frac{\Delta B}{4(nb)^3}, \quad (2.81)$$

где  $\beta$  – коэффициент отпора грунта, [Приложение 2, табл. 2.17];

$\Delta$  – допускаемое (задаваемое) перемещение головы сваи (следует принимать в пределах 1 – 2 см);

$B$  – жесткость сваи на изгиб, см<sup>4</sup>;

$nb$  – глубина условной заделки сваи, см [Приложение 2, табл. 2.17].

#### 2.13.6. Расчет закрепления свободностоящих одностоечных одноствольных опор

К свободностоящим одностоечным одноствольным опорам относятся:

- 1) железобетонные опоры для линий напряжением до 220 кВ включительно;
- 2) одностоечные деревянные опоры;
- 3) железобетонные порталные опоры с внутренними связями для линий 330 кВ.

Стойка опоры устанавливается механизированным способом в котлованы, диаметр которых на 5–7 см превышает диаметр стойки (рис. 2.72). Для усиления закрепления могут быть установлены один или два железобетонных бруса-ригеля в верхней или нижней части стойки в зависимости от структуры грунта.

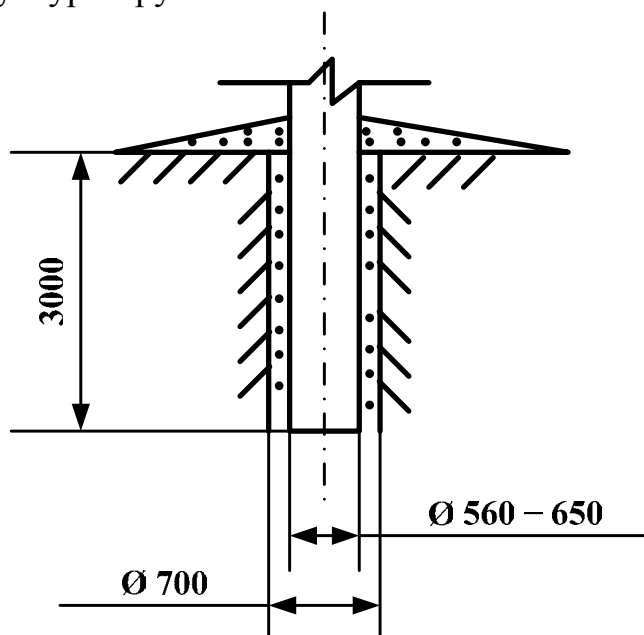


Рис. 2.72. Закрепление стойки в ненарушенном грунте

Условием расчета по деформациям является неравенство:

$$\beta_0 \leq \beta^H, \quad (2.82)$$

где  $\beta^H = 0,01$  радиан – нормативный угол отклонения опоры [Приложение 2, табл. 2.6].

Для расчета закрепления одностоечных свободностоящих опор по деформациям необходимо определить угол поворота стойки в грунте  $\beta_0$  (параграф 2.11.1). Угол поворота вычисляется при действии расчетных нагрузок. Схема для расчета приведена на рис. 2.73.

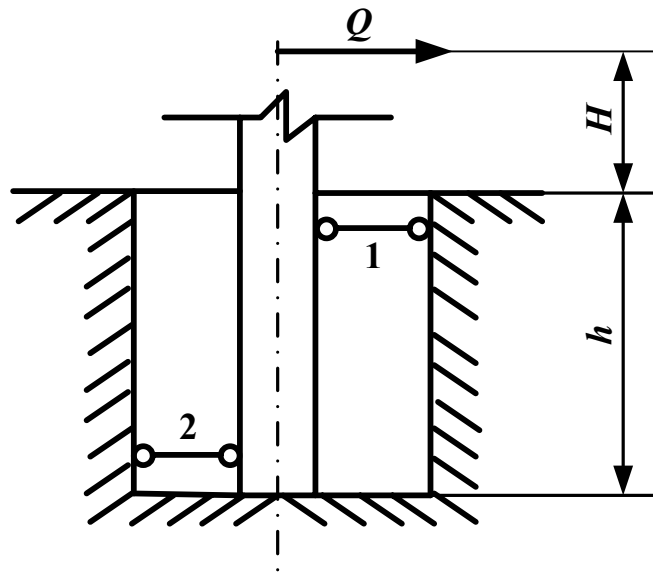


Рис. 2.73. Схема для расчета угла поворота  $\beta_0$

На рис. 2.73:

цифры 1 и 2 – связи, с помощью которых передаётся давление на грунт;

$Q$  – равнодействующая горизонтальная сила,  $\text{даН} \cdot 10^3$ ;

$H$  – высота приложения силы  $Q$ , м;

$h$  – высота заглубления стойки опоры, м.

Для расчета угла поворота получены следующие формулы:

случай заделки стойки без ригелей:

$$\beta_0 = \frac{3Q}{4Eh^2} (6\alpha + 3) \cdot v; \quad (2.83)$$

случай заделки стойки с ригелями:

$$\beta_0 = \frac{3Q}{8Eh^2} [(6\alpha + 5) \cdot v_B + (6\alpha + 1) \cdot v_H], \quad (2.84)$$

где  $v$ ,  $v_B$ ,  $v_H$  – безразмерные коэффициенты, определяемые по графику (рис. 2.74) в функции соотношения ширины (диаметра) стойки к высоте ее заглубления, то есть  $b/h$ ;

$E$  – модуль деформации, сниженный на 20% от величины, представленной в [Приложении 2 табл. 2.10],  $\text{даН} \cdot 10^3/\text{м}^2$ ;

$\alpha$  – безразмерная величина, определяемая как отношение  $H/h$ .

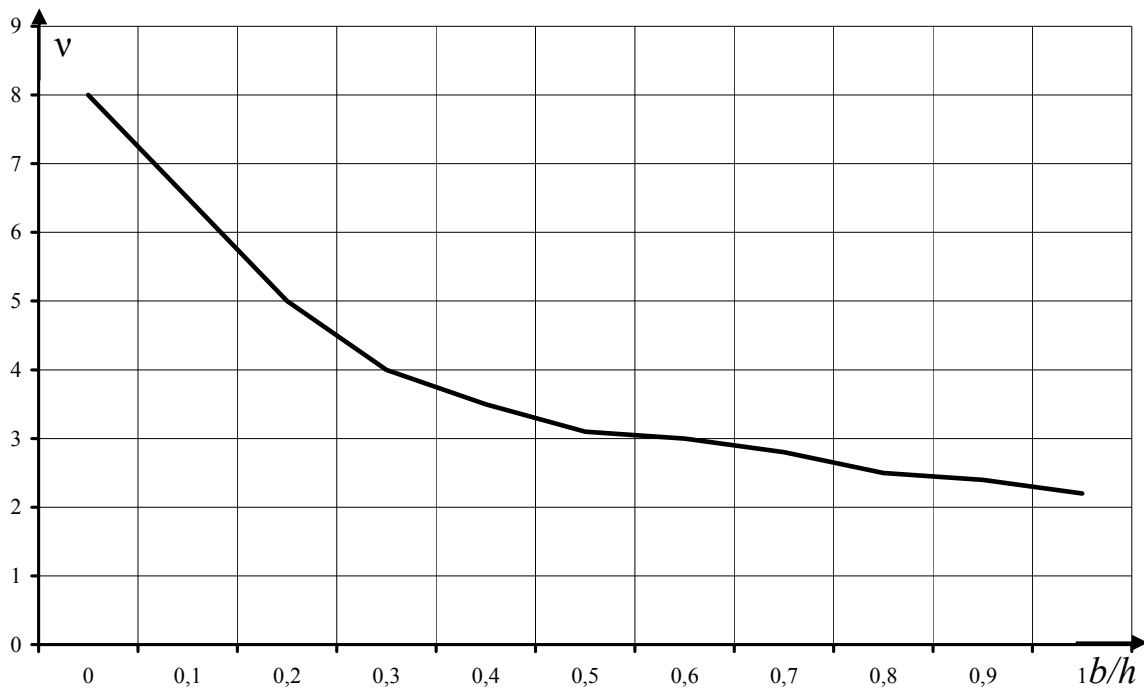


Рис. 2.74. График для определения безразмерных коэффициентов  $\nu$

Условие расчета закрепления стойки по прочности (общей устойчивости) определяется неравенством:

$$Q^p \leq \frac{1}{k_H} \cdot m_3 Q_{\Pi}, \quad (2.85)$$

где  $Q^p$  – расчетная горизонтальная сила, действующая на стойку опоры, даН·10<sup>3</sup>;

$k_H$  – коэффициент надежности [Приложение 2, табл. 2.7];

$m_3$  – коэффициент условий работы закрепления [Приложение 2, табл. 2.18];

$Q_{\Pi}$  – предельная горизонтальная сила, определяемая по формуле (2.86), даН·10<sup>3</sup>:

$$Q_{\Pi} = \frac{U\omega}{\alpha + \theta} \left\{ \frac{1}{3} \left[ (3\eta + \theta) \cdot \theta^2 + (3\eta + \theta + 2)(1 - \theta)^2 \right] + \right. \\ \left. + (2\eta + 1)f_d + \frac{A}{U} \left( \theta - \frac{y_p}{h} + \lambda_d \right) + \frac{A_1}{U} \left( 1 - \theta - \frac{y_{p1}}{h} + \lambda_{d1} \right) + \right. \\ \left. + f_N(1 - \theta) \right\}. \quad (2.86)$$

Формулы (2.86) составляют как величины, имеющие физическую размерность, так и безразмерные величины.

Величины, имеющие физическую размерность:

$$1) U = \frac{mbh^2}{2} - \text{пассивное сопротивление стойки опоры, даН} \cdot 10^3;$$

$m = \gamma \operatorname{tg}^2(45 + \frac{\varphi_1}{2})$  – характеристика пассивного сопротивления, обусловленного трением, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$h$  – высота опоры, м [6, стр. 30–37, табл. 1.25–1.31];

$b = b_0 \cdot k_{\text{од}}$  – расчетная ширина опоры, мм;  $b_0$  – действительная ширина стойки, принимаемая по [6, стр. 28, табл. 1.24];  $k_{\text{од}} = 1 + c_{\text{од}} \frac{h}{b_0}$  –

коэффициент одиночности, учитывающий с помощью величины  $c_{\text{од}}$  трение по боковым поверхностям призмы. Величина  $c_{\text{од}}$  принимается по [Приложению 2, табл. 2.19].

2)  $A, A_1$  – давление грунта на верхний и нижний ригели, соответственно. Если опора устанавливается без ригелей, то величины  $A$  и  $A_1$  равны нулю.

Безразмерные величины:

$$1) \alpha = \frac{H}{h};$$

$$2) \eta = \frac{m_c}{mh},$$

где  $m_c = 2c_1 \operatorname{tg}(45 + \frac{\varphi_1}{2})$  – характеристика пассивного сопротивления, обусловленного сцеплением, даН·10<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$$3) f_d = \frac{fb_0}{2h},$$

где  $f = \operatorname{tg} \varphi_1$ ;

$$4) f_N = \frac{f N^p}{U};$$

$$5) \omega = 1 - 0,03c_1.$$

Особое внимание уделяют величине  $\Theta$  – глубине центра поворота стойки опоры. Это значение допускается определять по формуле:

$$\Theta = -\frac{B}{2} + \sqrt{\left(\frac{B}{2}\right)^2 - C}, \quad (2.87)$$

где

$$B = \frac{3\alpha\eta - 0,5625}{\frac{3}{2}(\alpha + \eta) + 1,5}; \quad (2.88)$$

$$C = \left\{ \left\{ -\frac{1}{4} \left[ (2\eta + 1)(3\alpha + 3f_d + 2) - \eta \right] - 3 \left[ \varepsilon \left( \alpha + \frac{y_p}{h} - \lambda_d \right) - \varepsilon_1 \left( \alpha - \frac{y_p}{h} + \lambda_d + 1 \right) \right] + 3f_N(1 + \alpha) \right\} + 0,03125 \right\} \cdot \left[ \frac{3}{2}(\alpha + h) + 1,5 \right]^{-1}. \quad (2.89)$$

Расчетная высота  $H$ , на которой приложена сила  $Q$ , находится по формуле:

$$H = \frac{M^p}{Q^p}, \quad (2.90)$$

где  $M^p$  – изгибающий момент, даН·10<sup>3</sup> м.

## **2.14. Строительно-монтажные работы при сооружении воздушных линий электропередачи и трансформаторных подстанций**

### **2.14.1. Строительно-монтажные работы при сооружении воздушных линий электропередачи**

#### **2.14.1.1. Подготовительные работы**

До начала работ по сооружению воздушных линий необходимо произвести следующие подготовительные работы [6, 16]:

- 1) получить разрешения на ведение работ по трассе воздушной линии;
- 2) подготовить временные помещения для размещения монтажных бригад;
- 3) организовать временные хранилища для складирования материалов;
- 4) проверить состояние подъездных путей, либо соорудить временные подъездные пути;
- 5) расчистить полосу для трассы, устроить просеки, создать при необходимости полигон для сборки опор;
- 6) осуществить предусмотренный проектом снос строений, препятствующих производству работ;
- 7) выполнить пикетаж;

- 8) перевезти материалы в район прохождения трассы воздушной линии;
- 9) осуществить разгрузочные работы.

#### **2.14.1.2. Краткие рекомендации по сборке и установке опор**

Методы установки опор зависят от их конструкции, фундаментов, вида подъемных средств и механизмов. Выкладка опоры и ее элементов производится вдоль оси воздушной линии [6, 7, 14, 16].

**Железобетонные опоры.** Установка железобетонных опор производится подъемными кранами. Время между устройством котлована и установкой в него опоры не должно превышать суток. Последовательно производится установка стойки (или стоек) опоры, затем монтируются траверсы, далее для порталных или двустоечных опор производится монтаж верхних крестовых связей между стойками и закрепление нижних концов крестовых связей. После подъема и установки свободностоящих железобетонных опор в котлованы они закрепляются временными оттяжками и упорами. После окончательной выверки их вертикального положения их засыпают грунтом с послойным трамбованием.

**Металлические опоры.** Сборка металлической опоры выполняется по возможности ближе к месту будущей установки. При сборке металлических опор применяют автокраны, домкраты и другие инструменты. Необходимо помнить, что собранные опоры должны соответствовать рабочим чертежам проекта воздушной линии.

Существует четыре основных метода монтажа металлических опор:

- 1) свободный монтаж стреловыми кранами;
- 2) метод поворота. Осуществляется также с применением кранов;
- 3) метод наращивания. Осуществляется совместно со сборкой опоры. При этом низ опоры собирают на земле и устанавливают на фундамент. Затем на установленные секции опор крепят специальный ползучий кран, с помощью которого последовательно монтируют следующие секции опор. По мере наращивания секций ползучий кран перемещается выше;
- 4) комбинированный метод.

#### **2.14.1.3. Монтаж проводов и тросов**

Главная задача монтажа проводов и тросов – подвесить их с таким натяжением, чтобы в рабочих режимах напряжения в материале провода или троса соответствовали расчетным [3, 11].

Монтаж проводов выполняется отдельно на каждом участке воздушной линии, ограниченном двумя ближайшими анкерными опорами, и состоит из следующих основных операций [6, 7, 16]:

1) раскатка проводов, их соединение и подъем на опоры [6, 16].

Перед раскаткой провода к опорам подвешиваются специальные монтажные ролики (рис. 2.75), на которые вывешивается провод в процессе раскатки и по которым может быть выполнено последующее натяжение провода. На рис. 2.75 приняты следующие обозначения: 1 – диск; 2 – откидная щетка для укладки провода; 3 – подвеска для крепления диска.

Раскатка голых (неизолированных) алюминиевых и сталеалюминевых проводов производится с помощью тягового механизма двумя способами:

**способ 1.** Барабан с проводом устанавливается в начале монтируемого участка на стационарном устройстве, а конец провода закрепляется у движущегося вдоль трассы трактора.

**способ 2.** Конец провода закрепляется в начале монтируемого участка, а барабан с проводом устанавливается на движущемся вдоль трассы тракторе. Данный способ обеспечивает лучшую сохранность провода от механических повреждений при трении о грунт.

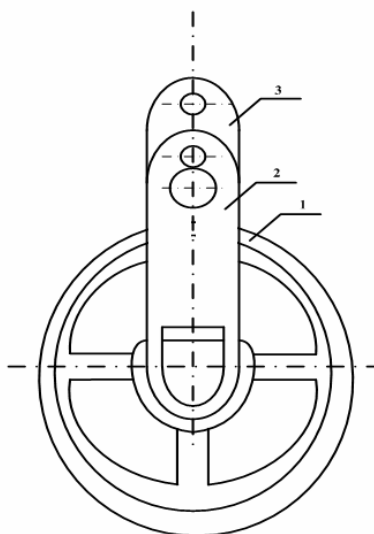
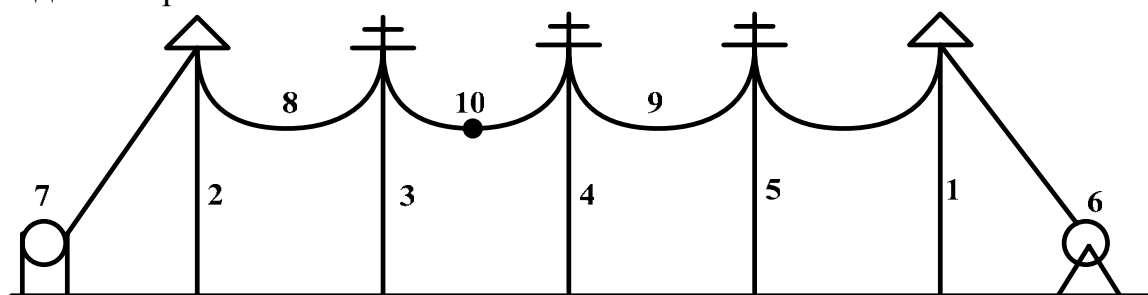


Рис. 2.75. Монтажный ролик

Для воздушных линий электропередачи с изолированными проводами, такими как самонесущие изолированные провода (СИП) и защищенные изоляцией провода (ЗИП), раскатка проводов должна производиться с осторожностью, так как нельзя повредить изолирующее покрытие.

Схема раскатки изолированного провода в анкерном пролёте приведена на рис. 2.76.



*Рис. 2.76. Схема раскатки изолированных проводов: 1,2 – анкерные опоры; 3, 4, 5 – промежуточные опоры; 6 – барабан с изолированным проводом; 7 – раскаточный механизм с лебедкой; 8 – трос-лидер; 9 – изолированный провод; 10 – место соединения троса и провода*

У одной из анкерных опор на раскаточное устройство, оснащенное тормозом, устанавливается барабан с изолированным проводом. У второй анкерной опоры закрепляется раскаточный механизм с электро-механической лебедкой и тросом-лидером соответствующей длины.

Раскатка провода выполняется в два этапа.

На первом этапе раскатывается трос-лидер от раскаточного механизма по направлению к барабану с проводом. Лебедка раскаточного механизма включена на размотку троса-лидера. Одновременно с раскаткой троса выполняется его подъем на опоры и укладка в ролики. После раскатки троса-лидера его свободный конец соединяется с помощью монтажного чулка с концом изолированного провода у барабана.

На втором этапе выполняется раскатка изолированного провода. Лебедка раскаточного механизма включена на намотку троса-лидера.

Для производства работ по раскатке и подвеске изолированных проводов применяется современная технология монтажа «под тяжением», обусловленным силой тяги лебедки и тормозным устройством у барабана с проводом.

На рис. 2.77 показаны элементы монтажа изолированных проводов воздушных линий с применением механизмов и оборудования итальянской фирмы «TESMEC».

Технология фирмы «TESMEC» позволяет производить раскатку проводов воздушных линий без раскладки на земле, что упрощает мон-



*Рис. 2.77. Монтаж изолированных проводов воздушных линий с помощью оборудования фирмы «TESMEC» (Италия)*

таж переходов через транспортные пути, инженерные сооружения и линии электропередачи, позволяет избежать повреждений провода в процессе монтажа, а также уменьшает нанесение ущерба землепользователям при производстве работ по строительству воздушной линии.

При раскатке проводов производится их соединение.

Голые алюминиевые и сталеалюминевые провода сечением до  $185 \text{ мм}^2$  соединяют между собой овальными соединителями. В соединитель с разных сторон вставляют концы проводов, после чего соединитель скручивают или обжимают. Провода сечением  $240 \text{ мм}^2$  и более соединяют с помощью прессуемых соединителей, состоящих из двух трубок — стальной и алюминиевой. С помощью стальной трубки спрессовываются концы стальных сердечников, с помощью алюминиевой трубки, накладываемой поверх стальной — алюминиевые части провода.

В одном пролёте воздушной линии допускается не более одного соединения на провод каждой фазы.

Для соединения изолированных проводов применяют болтовые, прессуемые или автоматические зажимы (рис. 2.78). Последние очень удобны при монтаже, так как концы соединяемых проводов после вставки их в зажим автоматически заклиниваются в зажиме, обеспечивая требуемую прочность заделки.



*Рис. 2.78. Соединение самонесущего изолированного провода*

2) натяжение проводов с регулировкой стрелы провисания провода. После окончания работ по раскатке проводов, их соединению и подъёму на опоры производят визирование и окончательное закрепление. Натяжение может осуществляться для каждого провода или одновременно двух или трех проводов. При вертикальном расположении проводов монтаж начинается с верхних проводов, а при наличии грозозащитных тросов монтаж начинается с них. Одновременно с подготовкой к натягиванию проводов на опорах тех пролётов, где будут визироваться стрелы провисания, устанавливают визирные рейки, по которым и будет проводиться визирование. Рейки устанавливаются на стойки опор горизонтально и перпендикулярно натягиваемым проводам, крепят рейки к траверсе вязальной проволокой. Если анкерный пролёт меньше трех километров, визирование производят в двух промежуточных пролётах, а при анкерном пролёте больше трех километров – в каждой трети анкерного участка. Схема визирования проводов приведена на рис. 2.79, а, а приспособление для визирования – на рис. 2.79, б.

Визирование проводов производят два электролинейщика, которые располагаются на опорах так, чтобы глаз наблюдателя был на уровне рейки. При натяжении провода электролинейщик смотрит на рейку соседней опоры, определяя подъем нижней точки провода до уровня прямой линии, соединяющей обе линейки. При достижении такого совпадения он подает сигнал второму электролинейщику, который отмечает провод на опоре. При горизонтальном расположении проводов пер-

вым визируется средний провод, а при вертикальном расположении визирование начинается с верхнего провода.

Как правило, провод сначала натягивают выше уровня визирования на 0,3 – 0,5 м и выдерживают на этой высоте 5 – 10 мин для его вытягивания.

После нанесения необходимых отметок монтируют натяжной зажим, закрепляют гирлянду изоляторов к траверсе и проводят повторное визирование, определяя фактическую стрелу провисания.

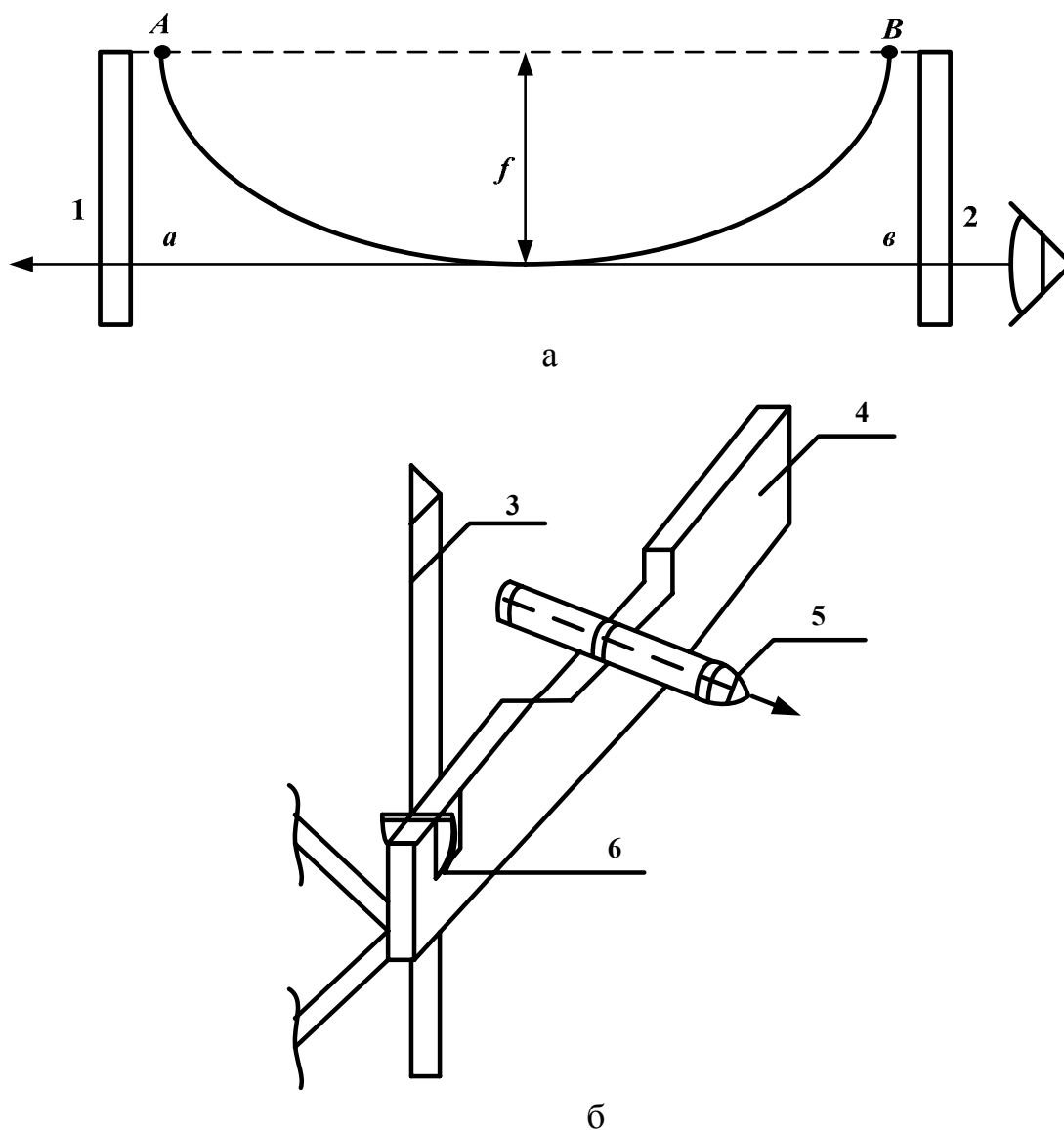


Рис. 2.79. Визирование проводов:

*a* – схема визирования; *б* – приспособление для визирования;  
 1, 2 – визирные рейки, укрепленные на опорах; 3 – стойка опоры;  
 4 – рейка с уровнем; 5 – окуляр; 6 – трубка для крепления

Стрелы провисания провода при его натягивании называются монтажными стрелами провисания. Их вычисляют по формуле:

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8 \sigma_m}, \quad (2.91)$$

где  $l$  – длина фактического пролёта, м;

$\sigma_m$  – монтажное напряжение, Н/мм<sup>2</sup>.

Расстояние, равное провисанию провода при определенной температуре окружающей среды в пролёте данной длины, определяют по монтажным кривым – зависимостям стрел провисания от температуры [3, 11].

Монтажные кривые можно получить двумя способами:

**способ 1.** Вычислить стрелы провисания для приведенных пролётов при крайних значениях температур, соединить полученные точки прямыми линиями и определить стрелы провисания для промежуточных температур по нанесенным прямым.

**способ 2.** Вычислить стрелы провисания по значениям напряжений, определенных из уравнения состояния для различных температур.

Удобным способом представления результатов расчетов монтажных стрел провисания является табличный.

3) крепление проводов к изоляторам опор. Крепление голых и изолированных проводов воздушных линий электропередачи напряжением свыше 1 кВ на анкерных опорах осуществляется с помощью натяжных болтовых зажимов. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провод с монтажных роликов переключается в поддерживающий зажим, прикрепляемый к нижней части изолятора (рис. 2.80).

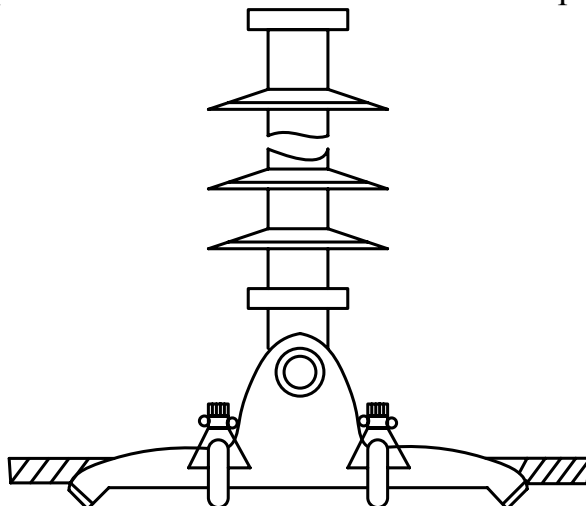


Рис. 2.80. Крепление проводов на промежуточных опорах с подвесными изоляторами

#### 2.14.1.4. Особенности монтажа воздушных линий на тяжелых трассах

К тяжелым трассам относят трассы, проходящие:

- 1) по местности со сложным рельефом;
- 2) с пересечением естественных препятствий и искусственных сооружений;
- 3) в суровых климатических условиях;
- 4) в населенной местности;
- 5) в удалении от производственной базы.

**Фундаменты.** Фундаменты в водонасыщенных и слабых грунтах, где необходимо рытье котлованов, целесообразнее устанавливать в сухое летнее время [6]. Стены котлована делают с уклоном, а фундаменты устанавливают в котлован сразу после отрывания. В зимнее время котлован в таких грунтах отрывают с применением послойного примораживания, далее бурят котлован при помощи бурильных машин.

В слабых грунтах и на болотах с грунтами, допускающими забивание свай, целесообразно в качестве фундамента устанавливать железобетонные сваи квадратного сечения 25 х 25 и 35 х 35 см длиной 8–10 м, а также составные сваи длиной до 20 м.

В грунтах с большим содержанием гравия, валунов, трудно поддающихся механизированной обработке, земляные работы ведут вручную. Для уменьшения объемов ручных работ котлованы отрывают на небольшую глубину с малым уклоном, а для компенсации недозаглубления сверху фундамента насыпают банкетку. Валуны используют при обратной засыпке для увеличения сопротивления анкерной плиты или фундамента вырыванию.

Закрепление опор на крепких скалах осуществляется анкерными болтами, закрепленными в специально пробуриваемых шпурах в крепкой скале.

Для закрепления переходных опор в грунтах, не обладающих высокой прочностью, применяют сборные фундаменты, состоящие из четырех железобетонных подножников, плиты которых соединяются путем установки арматуры и заливки бетоном или с помощью железобетонных балок и болтов.

**Монтаж проводов и тросов.** При сильно пересеченных трассах, а также на трассах с выходом на поверхность скал и с завалами валунов целесообразно применение монтажа проводов и тросов под тяжением.

При переходах через овраги и ущелья, если невозможен проезд тягового механизма, раскатку проводов производят вручную.

При переходе через автомобильные дороги раскатку проводов производят с помощью автокрана.

Переход через электрифицированную железную дорогу производится в период прекращения движения поездов, при отключенных линиях связи и систем автоблокировки. Напряжение с контактных проводов во время монтажа должно сниматься. Соединение проводов в пролётах через железную дорогу не допускается. Монтировать провода и грозозащитные тросы в период движения поездов не допускается.

При переходах через реки монтажные работы выполняются в следующем порядке:

- 1) монтируют грозозащитные тросы;
- 2) монтируют провода в пролётах смежных с переходным (если нижние провода в смежных пролётах будут мешать монтажу проводов в переходном пролёте, то их монтируют в последнюю очередь);
- 3) монтируют последовательно провода в переходном пролёте.

## **2.14.2. Строительно-монтажные работы при сооружении трансформаторных подстанций**

### **2.14.2.1. Комплектные трансформаторные подстанции**

Комплектные трансформаторные подстанции блочные (КТПБ) предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты. Модернизированные подстанции имеют в обозначении букву М (КТПБ(М)), универсальные – букву У (КТПУ) [6].

В настоящее время выпускаются КТПБ(М) 35, 110, 220 кВ; КТПУ 35/0,4 кВ и КТП 10(6)/0,4 кВ.

*Подстанции КТПБ(М) 35, 110, 220 кВ* [6, стр. 132–139, табл.2.1–2.3] предназначены для электроснабжения нефте- и газоместорождений, промышленных и коммунальных потребителей электрической энергии сельскохозяйственных районов и строительства крупных промышленных объектов. Подстанции исполнения КТПБ(М) У1 рассчитаны для работы при температуре от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ , а исполнения КТПБ(М) ХЛ1 – для работы при температуре от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ . Конструкция подстанций соответствует I – IV районам по ветру и гололеду.

В состав КТПБ(М) 35-220 кВ (рис. 2.81) входят: силовые трансформаторы (автотрансформаторы); регулировочные трансформаторы; открытые распределительные устройства (ОРУ) 35, 110, 220 кВ; ком-

плектные распределительные устройства (КРУ) 10(6) кВ наружной установки; фундаменты; молниезащита; заземление; ограда.



*Рис. 2.81. Комплектная трансформаторная подстанция блочная 110 кВ*

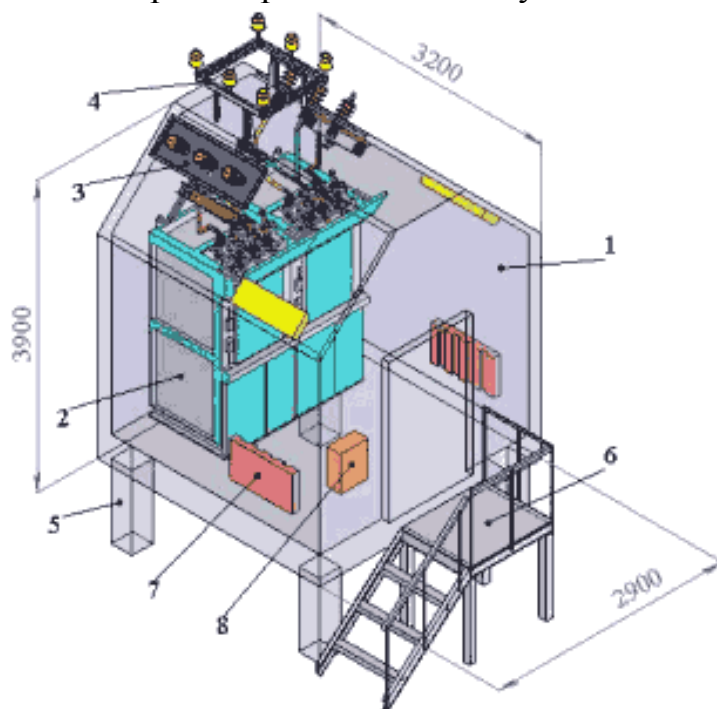
Конструкция КТПБ(М) позволяет замену силового трансформатора на следующую ступень мощности и состоит из стационарных модулей: ОРУ-220, 110, 35 кВ; выключателей; трансформаторов 10(6) кВ. Стационарные модули могут быть собраны в комплектные подстанции следующих типов: 35/10(6); 110/10(6); 110/35/10(6); 220/10(6); 220/35/10(6); 220/110/10(6); 220/110/35 кВ.

ОРУ 35 – 220 кВ содержат: блоки 35, 110, 220 кВ со смонтированными высоковольтными аппаратами, главными и вспомогательными цепями; общеподстанционный пункт управления; жесткие и гибкие ошиновки; кабельные конструкции; осветительные установки.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) [6, стр. 139 – 143, табл.2.4–2.6] предназначены для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока напряжением 10(6) кВ и применяются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций. КРУ 10(6) кВ наружной установки выпускаются в трех модификациях:

- 1) для работы в условиях умеренного климата ( $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ) с внешней оболочкой без утеплителя;
- 2) для работы в условиях холодного климата ( $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ) с внешней оболочкой с утеплителем;

- 3) для работы в условиях холодного климата ( $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ), смонтированными в транспортабельных модульных зданиях (рис.2.82).



*Рис 2.82. Внешний вид КРУ в модульном здании: 1 – модульное здание; 2 – камера высоковольтной аппаратуры; 3 – проходные изоляторы; 4 – портал подключения к линиям электропередачи; 5 – свайное основание; 6 – транспортная площадка; 7 – конвекторы отопления; 8 – шкаф собственных нужд*

**Подстанции КТПУ 35/0,4 и КТП 10/0,4 кВ** (рис. 2.83) [6, стр. 132–139, табл.2.1–2.3] применяются для энергоснабжения небольших объектов.



*Рис. 2.83. КТПУ-25-160/10(6)/0,4–93У1*

Они состоят из следующих основных частей: устройства высшего напряжения (УВН), силового трансформатора, шкафа распределительного устройства низшего напряжения (РУНН).

#### **2.14.2.2. Подготовительные работы перед монтажом силовых трансформаторов**

Подготовительные технические работы перед монтажом силовых трансформаторов включают [6, 16]:

- 1) подготовку подъездных путей к месту установки трансформатора, фундамента под трансформатор и маслоприемник;
- 2) подготовку необходимого количества трансформаторного масла, емкости для его хранения, индикаторного силикагеля;
- 3) создание требуемых условий для хранения трансформатора и его отдельных узлов до начала монтажа;
- 4) подготовку подъёмного крана соответствующей грузоподъёмности или гидравлического домкрата для разгрузки трансформатора на монтажной площадке.

#### **2.14.2.3. Монтаж силовых трансформаторов**

На подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более применяется, как правило, открытая установка трансформаторов (рис. 2.84).



*Рис. 2.84. Монтаж силового трансформатора*

Монтаж трансформатора производят на специально оборудованной монтажной площадке вблизи его собственного фундамента (целесообразно на фундаменте).

При монтаже трансформаторов необходимо произвести следующие виды работ:

- 1) для трансформаторов мощностью 2500 кВА – монтаж радиатора;
- 2) для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха (Д) и принудительной циркуляцией воздуха и масла (ДЦ) – монтаж системы охлаждения. Одновременно с монтажом системы охлаждения монтируют: вводы к обмоткам, расширитель и воздухоосушитель, выхлопную трубу, газовое реле, реле уровня масла, термосифонный фильтр, измерительные приборы.

#### **2.14.2.4. Монтаж сборных шин распределительных устройств**

В открытых распределительных устройствах 35–220 кВ применяются жесткая и гибкая ошиновки. Жесткая ошиновка унифицирована для всех классов напряжений и изготавливается из труб алюминиевого сплава, отпайки и перемычки выполняются проводом марки АС или АСКП [6, 16].

Ошиновка располагается в один или два яруса.

Гибкие шины (рис. 2.85) представляют собой сталеалюминиевые провода, подвешиваемые к опорным конструкциям (порталам) с помощью гирлянд подвесных изоляторов и применяются для присоединения ячеек ввода 35 кВ и комплектных распределительных устройств 10(6) кВ к силовому трансформатору.



*Рис. 2.86. Гибкие шины распределительного устройства*

Монтаж сборных шин распределительных устройств предусматривает следующие основные виды работ:

- 1) закрепление шины в шинодержателе;
- 2) соединение шин между собой сваркой или болтовым соединением;
- 3) прикрепление шины к оборудованию;
- 4) выполнение изгиба жестких шин при необходимости.

Гибкие шины не должны иметь перекруток и лопнувших проволок. Соединения между аппаратами выполняются одним отрезком шины (без разрезания).

#### **2.14.2.5. Монтаж коммутационных аппаратов**

Коммутационные аппараты (выключатели (рис. 2.87), разъединители) поставляются в собранном виде с комплектом для монтажа [6, 16].



*Рис. 2.87. Монтаж элегазового выключателя*

Коммутационные аппараты необходимо:

- 1) освободить от упаковки и осмотреть;
- 2) установить на опорные конструкции (фундаменты);
- 3) подвести ошиновку;
- 4) у разъединителей проверить работу блокировок от неправильных операций с главными и заземляющими ножами.

#### 2.14.2.6. Монтаж комплектных распределительных устройств

Распределительные устройства 10(6) кВ собираются из комплектных ячеек полной заводской готовности (рис. 2.82).

Монтаж комплектных распределительных устройств выполняется в два этапа [6, 16].

На первом этапе необходимо устроить проемы, ниши, кабельные каналы, установить закладные детали и фундаменты, выполнить монтаж заземляющего устройства и сети общего освещения.

На втором этапе на опорные конструкции устанавливаются комплектные ячейки распределительного устройства, выполняются соединения сборных шин, проверяется совпадение разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей.

Помимо перечисленных в параграфах 2.12.2.2 – 2.12.2.6 строительно-монтажных работ, производят монтаж измерительных трансформаторов тока и напряжения, прокладку силовых кабелей, проверку уровней масла в маслонаполненном оборудовании, проверку работы выключателей и разъединителей, выполняют монтаж вторичных цепей.

##### **Пример 2.14**

Пользуясь данными и результатами расчетов предыдущих примеров, для строящейся воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ составить монтажную таблицу и построить монтажные графики провода для характерных пролётов линии.

##### **Пояснения**

Вытягивание провода происходит в течение значительного периода времени эксплуатации (до года и более), но начинается уже в процессе монтажа, когда идет уплотнение проволок и смещение их повивов. Вытяжка должна учитываться при расчете монтажных напряжений, иначе произойдет увеличение стрел провисания провода и нарушение требуемого габарита от низшей точки кривой провисания до земли и пересекаемых объектов.

##### **Решение**

Доля вытяжки, происходящей при монтаже, оценивается величиной:

$$\nu \approx 0,05m \approx 0,276,$$

где  $m$  – отношение площадей поперечных сечений алюминия и стали (для провода АС-240/32  $m = 5,52$ ) (**пример 2.2**).

В расчете необходимо использовать значения модулей: неупругости  $F$ , релаксации  $D$ , монтажного модуля  $F_m$ .

Вычислим их значения:

$$F = F_{\text{ст}} \frac{1 + 0,286m}{1 + m} = 18,5 \cdot 10^3 \frac{1 + 0,286 \cdot 5,52}{1 + 5,52} = 7,3 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2,$$

где  $F_{\text{ст}} = 18,5 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2$  – модуль упругости стали, из которой изготовлен сердечник провода.

$$D = F_{\text{ст}} \frac{1 + 0,19m}{1 + m} = 18,5 \cdot 10^3 \frac{1 + 0,19 \cdot 5,52}{1 + 5,52} = 5,8 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2;$$

$$F_M = \frac{F}{1 + (F/D - 1) \cdot \nu} = \frac{7,3 \cdot 10^3}{1 + (\frac{7,3 \cdot 10^3}{5,8 \cdot 10^3} - 1) \cdot 0,276} = 6,8 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2.$$

Для создания монтажных таблиц и построения монтажных графиков решается уравнение состояния провода для приведенного пролёта  $l_{\text{прв}} = 241,2 \text{ м}$  и нескольких значений монтажной температуры, варьируемой в пределах от  $\Theta_- = -55^\circ\text{C}$  до  $\Theta_+ = +20^\circ\text{C}$  через  $10^\circ\text{C}$ .

Для исходных условий, соответствующих режиму наибольшей механической нагрузки, с учетом вычисленных модулей неупругости, релаксации и монтажного, уравнение состояния будет иметь вид:

$$\sigma_M - \frac{\gamma_1^2 F_M l_{\text{прв}}^2}{24 \sigma_M^2} = \sigma_{\text{нб}} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 F_M l_{\text{прв}}^2}{24 \sigma_{\text{нб}}^2} + \alpha F_M (\Theta_{\Gamma} - \Theta_M).$$

После подстановки числовых значений получим:

$$\begin{aligned} \sigma_M - \frac{(0,0035 \cdot 241,2)^2 \cdot 6,8 \cdot 10^3}{24 \sigma_M^2} &= 13 \cdot \frac{6,8 \cdot 10^3}{5,8 \cdot 10^3} - \frac{(0,0155 \cdot 241,2)^2 \cdot 6,8 \cdot 10^3}{24 \cdot 13^2} + \\ &+ 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,8 \cdot 10^3 (-5 - \Theta_M); \\ \sigma_M - \frac{201,9}{\sigma_M^2} &= -8,16 + 0,13(-5 - \Theta_M). \end{aligned}$$

Как и в предыдущих примерах, уравнение состояния решается с помощью метода Ньютона:  $A = -8,16 + 0,13(-5 - \Theta_M)$ ,  $B = 201,9$ .

Рассмотрим ситуацию, когда монтаж провода производится при среднегодовой температуре  $\Theta_M = \Theta_{\text{ст}} = -2^\circ\text{C}$ . В этом случае  $A = -8,16 + 0,13(-5 - (-2)) = -8,55 < 0$ , а начальное приближение монтажного напряжения оценивается по формуле:

$$\sigma_{M0} = 1,035 \sqrt{\frac{B}{B^{(1/3)} - A}} = 1,035 \sqrt{\frac{201,9}{201,9^{(1/3)} - (-8,55)}} = 3,87 \text{ Н/мм}^2.$$

На последующих итерациях расчет проводится по методу Ньютона, например,

$$\sigma_{M1} = \frac{\sigma_{M0}^2 (2\sigma_{M0} - A) + B}{\sigma_{M0} (3\sigma_{M0} - 2A)} = \frac{3,87^2 (2 \cdot 3,87 - (-8,55)) + 201,9}{3,87 (3 \cdot 3,87 - 2 \cdot (-8,55))} = 4,01 \text{ Н/мм}^2.$$

Если  $A$  получится  $> 0$ , то начальное приближение следует оценить по формуле:

$$\sigma_{M0} = 1,02 \sqrt{B^{(2/3)} + A^2}.$$

Результаты расчетов монтажных напряжений для принятого диапазона температур приведены в табл. 2.14.

Таблица 2.14

*Результаты расчетов монтажных напряжений, Н/мм<sup>2</sup>*

$\Theta_m, ^\circ\text{C}$	-55	-45	-35	-25	-15	-10	-5	-2	0	5	10	15	20
$\sigma_{M0}$	5,36	4,95	4,62	4,35	4,12	4,02	3,93	3,87	3,84	3,76	3,68	3,61	3,54
$\sigma_{M1}$	5,36	5,03	4,74	4,49	4,26	4,16	4,07	4,01	3,98	3,89	3,81	3,74	3,66
$\sigma_{M2}$	5,36	5,03	4,74	4,48	4,26	4,16	4,06	4,01	3,97	3,89	3,81	3,73	3,66

Стрелы провисания провода рассчитываются по формуле (2.91). Если продольный профиль трассы неизвестен, то стрелы провисания провода рассчитывают помимо приведенного пролёта для габаритного (**пример 2.5**) и максимального  $l_{max} = 1,25 l_{габ} = 1,25 \cdot 268 = 321,6$  м пролётов. Монтажные стрелы провисания  $f_m$  приведены в табл. 2.15, а на рис. 2.88 – монтажные графики провода.

Таблица 2.15

*Результаты расчетов монтажных стрел провисания, м*

$\Theta_m, ^\circ\text{C}$	-55	-45	-35	-25	-15	-10	-5	-2	0	5	10	15	20
$l_{прв}, \text{м}$	4,7	5,1	5,4	5,7	6,0	6,1	6,3	6,3	6,4	6,5	6,7	6,8	7,0
$l_{габ}, \text{м}$	5,9	6,3	6,6	7,0	7,4	7,6	7,7	7,8	7,9	8,1	8,3	8,4	8,6
$l_{max}, \text{м}$	8,4	9,0	9,5	10,1	10,6	10,9	11,1	11,3	11,4	11,6	11,9	12,1	12,3

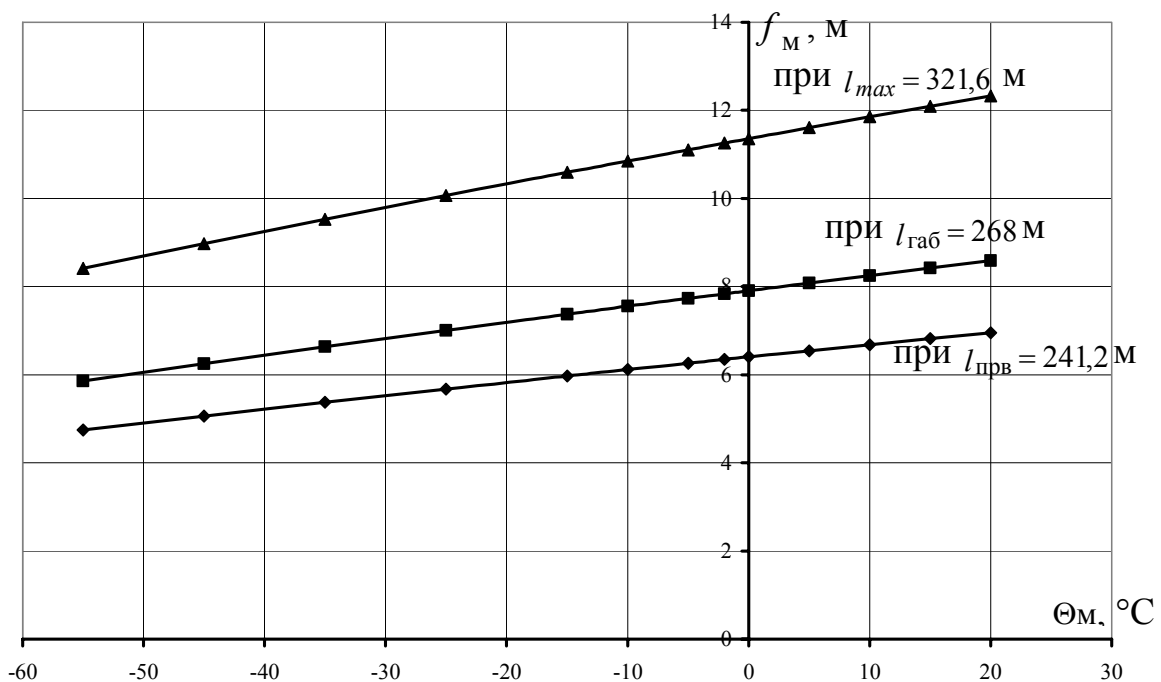


Рис. 2.88. Монтажные графики провода марки АС 240/32

## 2.15. Расчет тяжения провода при обрыве в одном из пролётов

### 2.15.1. Предварительные сведения

**Понятие о редуцированном тяжении провода.** Механический расчет провода при аварийном состоянии линии электропередачи производят с целью установления величины тяжения и стрелы провисания провода в пролёте смежном с аварийным [3, 11].

Когда обрыв провода происходит в отдельном пролёте, то со стороны уцелевших проводов в смежных пролётах на опоры передается нагрузка, равная тяжению провода, которое он имел в момент, предшествующий обрыву.

Рассмотрим случай, когда пролёт ограничен с обеих сторон промежуточными опорами. На промежуточных опорах провод подвешен на поддерживающих гирляндах изоляторов, поэтому при обрыве провода гирлянда отклонится в направлении действия одностороннего тяжения до положения, при котором наступит равновесие приложенных к ней внешних сил. Тяжение провода ослабнет. Вместе с гирляндой изоляторов в сторону действия горизонтальной силы может отклониться и опора. Чем больше отклонение, тем больше изменится тяжение провода в сторону ослабления. Изменение тяжения провода в результате смещения его точки подвеса (гирлянды изоляторов) называется редукцией, а устано-

ившееся тяжение – редуцированным. Редуцированное тяжение – это нагрузка и одновременно фактор, влияющий на величину стрелы провисания и габарит от провода воздушной линии до земли или до пересекаемого объекта.

На изменение тяжения влияют следующие составляющие:

- 1) конструкция опоры;
- 2) тип изоляции;
- 3) нагрузка;
- 4) длина пролёта до обрыва провода;
- 5) наличие или отсутствие троса и уцелевших проводов других фаз.

Рассмотрим степень влияния каждой составляющей.

*Влияние опоры.* Степень влияния опоры зависит от величины деформаций ее конструкций или элементов от приложенной горизонтальной силы. Деформации могут проявиться как следствие изменений, происходящих в материале опоры, так и в результате смещений в местах соединения отдельных элементов.

Металлические опоры являются жесткими конструкциями, то есть гибкость металлической опоры не оказывает решающего влияния на редукцию провода. Также незначительное влияние на редукцию оказывает гибкость железобетонных и деревянных опор на оттяжках.

При гибких конструкциях опор величина редукции тяжения провода существенна и с ней приходится считаться. Гибкими конструкциями считаются: промежуточные свободностоящие одностоечные железобетонные опоры; одностоечные или двухстоечные деревянные опоры; металлические опоры из гнутого профиля.

Гибкость опоры характеризуется коэффициентом гибкости  $k$ , который численно равен прогибу опоры, деленному на единицу силы:

$$k = \frac{\delta}{H}, \quad (2.92)$$

где  $\delta$  – прогиб опоры, см;

$H$  – сила, даН.

Для металлических свободностоящих опор или опор с оттяжками коэффициент гибкости равен 0,01 см/даН, тогда, например, при тяжении, равном 1000 даН, прогиб ствола будет всего 10 см, что можно не учитывать.

Для железобетонных опор коэффициент гибкости определяется для каждого конкретного случая отдельно в зависимости от конструкции стоек (конические или цилиндрические), марки бетона и арматуры (проволочная или стержневая).

Коэффициент гибкости деревянных опор зависит от закрепления опоры в грунте (непосредственно закреплена в грунт или установлена на железобетонных пасынках).

**Влияние подвесных изоляторов и зажимов.** Отклонение поддерживающей гирлянды изоляторов приводит к весьма существенному ослаблению тяжения провода. Чем длиннее гирлянда, тем больше ослабление тяжения. Вес гирлянды как фактор, противодействующий ее отклонению, имеет второстепенное значение и не оказывает особого влияния на величину редуцированного тяжения. Влияние конструкции поддерживающего зажима сказывается в ограничении тяжения провода при его обрыве. С этой целью применяют зажимы с ограниченной прочностью заделки провода.

**Влияние длины пролёта.** Длина пролёта оказывает существенное влияние на величину редуцированного тяжения. Даже при одинаковых отметках точек подвеса провода его редуцированное тяжение будет тем больше, чем больше пролёт, если длина гирлянды изоляторов является неизменной.

**Влияние уцелевшего троса и проводов.** Для линий с жесткими опорами, например, металлическими это влияние практически не имеет значения. Для линий с гибкими опорами это влияние может быть очень ощутимым, особенно влияние троса, так как он удерживает верхушку опоры и прогиб опоры при наличии троса получается меньшим, чем при его отсутствии. Влияние уцелевших проводов значительно меньше по сравнению с влиянием троса, особенно при малых отклонениях стойки опоры.

Необходимо заметить, что при обрыве провода рассматривается не только вычисление прогиба опоры, но и определение редуцированного тяжения провода.

В пособии излагается вопрос об определении редуцированного тяжения провода на линии с жесткими металлическими опорами и поддерживающими гирляндами изоляторов.

При расчетах примем условия:

- 1) температура среднегодовая;
- 2) учитывается вес провода без гололеда и ветра;
- 3) при отклонении гирлянды изоляторов или опоры учитывается только горизонтальное смещение точек подвеса провода на всех опорах до и после обрыва.

### 2.15.2. Зависимость тяжения провода от горизонтального перемещения одной его точки подвеса

Представим провод, подвешенный в пролёте длиной  $l$  на одинаковых отметках в точках  $A$  и  $B$  при первоначальном тяжении в низшей точке  $H_0$ , температуре  $\Theta_0$  и нагрузке от собственного веса провода  $p_1$  [3, 11]. Точка  $A$  считается неподвижной, а точка  $B$  перемещается, имитируя смещение провода при его обрыве в соседнем пролёте (рис. 2.89). В пролёте смежном с аварийным произойдет сокращение длины пролёта на величину  $\Delta l = i$  (точка  $B_1$ ).

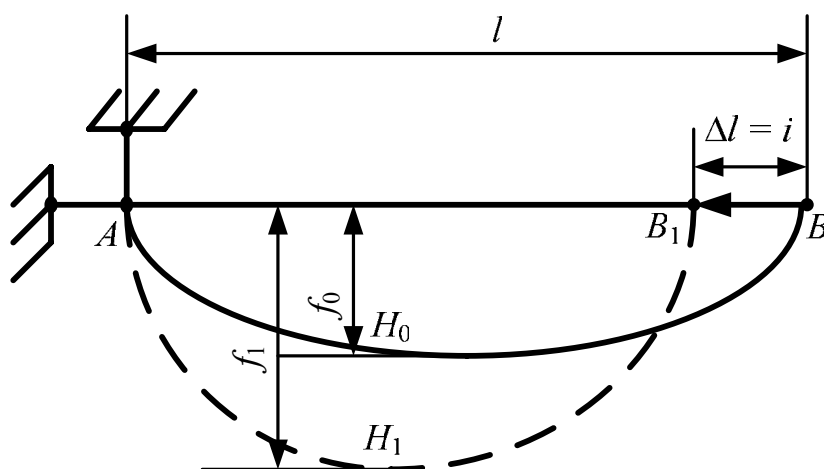


Рис. 2.89. Горизонтальное перемещение одной из точек подвеса провода

Следует обратить внимание, что до обрыва провода гирлянда изоляторов висела вертикально, и провод занимал положение, показанное сплошной линией.

После обрыва провода гирлянда отклонилась на угол  $\varphi$  и пролёт уменьшился на расстояние  $\Delta l = i$ , а новое установившееся тяжение стало меньше первоначального —  $H < H_0$ . Новое состояние провода показано штриховой линией.

Как было сказано выше, ключевым фактором в изменении величины тяжения провода является отклонение гирлянды изоляторов от первоначального положения, поэтому рассмотрим этот момент подробнее.

Для определения отклонения гирлянды из условия ее статического равновесия запишем уравнение моментов сил относительно ее точки подвеса  $B$  (рис. 2.90).

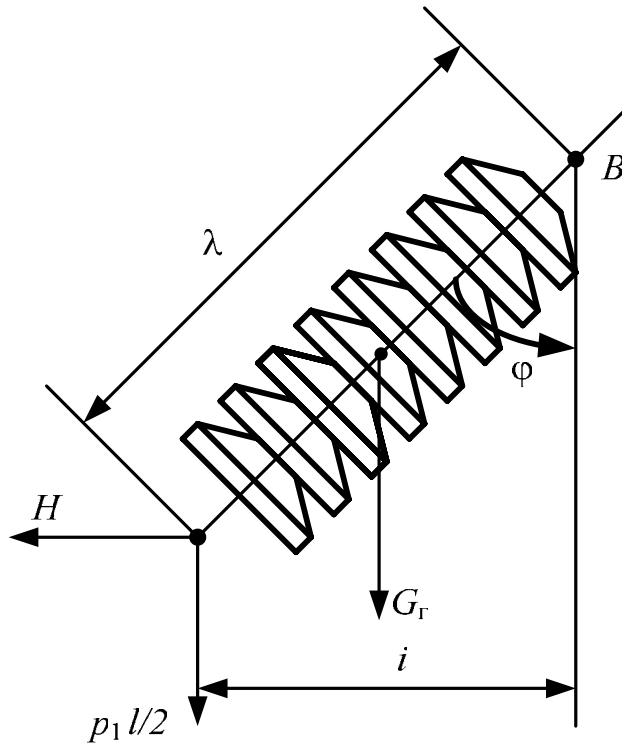


Рис. 2.90. Отклонение гирлянды изоляторов при обрыве провода

Необходимо заметить, что вес провода составит только  $\frac{p_1 l}{2}$ , так как провод в смежном пролёте оборван, вес гирлянды  $G_Г$  приложен в центре тяжести, а плечо для веса гирлянды составит  $\frac{i}{2}$ , тогда уравнение моментов сил для точки  $B$  будет выглядеть как:

$$\sum M_B = H\sqrt{\lambda^2 - i^2} - \frac{p_1 l}{2}i - G_Г \frac{i}{2} = 0. \quad (2.93)$$

Из уравнения (2.93) после преобразований можно найти отклонение гирлянды изоляторов:

$$i = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{p_1 l + G_Г}{2H} \right)^2}} = \Delta l. \quad (2.94)$$

Основной целью расчета аварийного режима является вычисление тяжения  $H$ , но формулой (2.94) для этого воспользоваться нельзя, так как в ней два неизвестных  $\Delta l = i$  и  $H$ . Поэтому необходимо составить второе уравнение. Вторым уравнением является выражение для вычисления  $\Delta l$ , полученное через упругую деформацию провода, которое в пособии приводится без вывода:

$$\Delta l = \frac{1}{EF}(H_0 - H) + \frac{p_1^2 l^3}{24} \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right). \quad (2.95)$$

Исключив  $\Delta l$  в (2.95) с помощью (2.94), получим уравнение с одним неизвестным – тяжением  $H$ , которое и требуется найти:

$$\frac{1}{EF}(H_0 - H) + \frac{p_1^2 l^3}{24} \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{p_1 l + G_r}{2H} \right)^2}}. \quad (2.96)$$

Уравнение (2.96) можно решить как аналитически, так и графически. Для получения графического решения по уравнению 2.94 строится кривая 1, а по уравнению 2.95 – кривая 2. Обе кривые представляют собой зависимости величины тяжения от изменения длины пролёта. Точка пересечения двух кривых даст искомое решение, – абсцисса точки определит отклонение гирлянды изоляторов (изменение длины пролёта)  $i$ , а ордината – искомое редуцированное тяжение  $H$ .

### **Пример 2.15**

Для строящейся воздушной линии напряжением 220 кВ рассчитать аварийный режим: вычислить редуцированное тяжение в промежуточном пролёте смежном с аварийным и стрелу провисания провода в аварийном режиме.

### **Пояснения**

Длина подвесной гирлянды изоляторов  $\lambda = 1,54$  м (**пример 2.6**). Полагая, что земная поверхность ровная расчет, произведем для габаритного пролёта  $l_{\text{габ}} = 268$  м. Провод монтировался при среднеэксплуатационных условиях (параграф 2.13.1), его последующая вытяжка не учитывается, а поддерживающие гирлянды изоляторов занимали перед обрывом вертикальное положение. Климатические условия для расчета провода на прочность – гололедные (**пример 2.4**).

### **Решение**

Вычислим значение механического напряжения в проводе перед обрывом для габаритного пролёта, составив и решив уравнение состояния провода, где искомыми условиями будут среднеэксплуатационные для габаритного пролёта, а исходными – гололедные условия:

$$\sigma_{\text{эгаб}} - \frac{\gamma_1^2 l_{\text{габ}}^2 E}{24 \sigma_{\text{эгаб}}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 l_{\text{габ}}^2 E}{24 \sigma_{\text{нб}}^2} + \alpha E (\Theta_r - \Theta_3);$$

$$\sigma_{\text{эгаб}} - \frac{0,0035^2 \cdot 268^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24 \sigma_{\text{эгаб}}^2} =$$

$$= 13 - \frac{0,0155^2 \cdot 268^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24 \cdot 13^2} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5 - (-2))$$

$$\sigma_{\text{эгаб}}^3 + 22,57 \sigma_{\text{эгаб}}^2 - 302,45 = 0; \sigma_{\text{эгаб}} = 3,41 \text{ Н/мм}^2.$$

После обрыва провода в пролёте, смежном с аварийным (за промежуточной опорой №1), гирлянда изоляторов отклонится в узле крепления, в результате чего длина пролёта сократится на величину  $\Delta l = i$  (рис. 2.91).

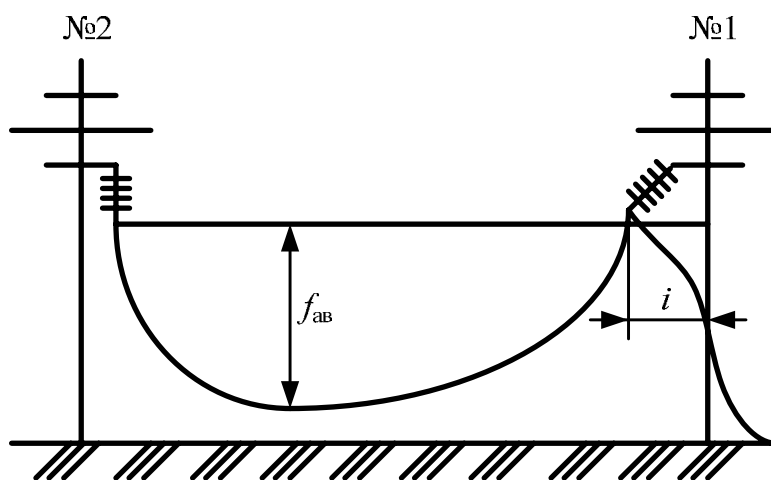


Рис. 2.91. Провисание провода в пролёте между промежуточными опорами после обрыва провода в соседнем пролёте

Тяжение провода изменится, следовательно, изменится механическое напряжение и станет редуцированным.

Для вычисления редуцированного напряжения  $\sigma_{\text{рд}}$  сделаем допущения:

- 1) длина провода в пролёте до и после обрыва неизменна;
- 2) отклонение гирлянды подвесных изоляторов  $i$  приблизительно равно длине гирлянды  $i \approx \lambda$ .

Длина провода-параболы до обрыва (формула 2.28):

$$L_0 = l_{\text{габ}} + \frac{\gamma_1^2 l_{\text{габ}}^3}{24 \sigma_{\text{эгаб}}^2} = l_{\text{габ}} + \rho.$$

Вычислим  $\rho$ :

$$\rho = \frac{0,0035^2 \cdot 268^3}{24 \cdot 3,41^2} = 0,84 \text{ м.}$$

Длина провода-параболы после обрыва:

$$L = l_{\text{габ}} - \Delta l + \frac{\gamma_1^2 (l_{\text{габ}} - \Delta l)^3}{24 \sigma_{\text{рд}}^2}.$$

Приравнявая  $L_0$  и  $L$  и выразив редуцированное тяжение, получим приближенное решение:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{рд}} &= \sigma_{\text{эгаб}} \sqrt{\frac{1 - 3 \Delta l / l_{\text{габ}}}{1 + \Delta l / \rho}} = \\ &= \sigma_{\text{эгаб}} \sqrt{\frac{1 - 3 \lambda / l_{\text{габ}}}{1 + \lambda / \rho}} = 3,41 \sqrt{\frac{1 - 3 \cdot 1,54 / 268}{1 + 1,54 / 0,84}} = 2,01 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned}$$

Стрела провисания провода в аварийном режиме (формула 2.17):

$$f_{\text{ав}} = \frac{\gamma_1 l_{\text{габ}}^2}{8 \sigma_{\text{рд}}} = \frac{0,0035 \cdot 268^2}{8 \cdot 2,01} = 15,6 \text{ м.}$$