

10 Определение сечения жил кабелей и проводов

10.1 По механической прочности

Для правильной трактовки требований технических нормативных правовых актов важное значение имеет однозначность понимания, какое кабельное изделие является кабелем, а какое проводом. Например два внешне похожих кабельных изделия ПБВВ и ВВГ-П (рисунок 10.1) имеют медные жилы покрытые изоляцией из ПВХ-пластика и наружную защитную оболочку из ПВХ-пластика.



Рисунок 10.1 – Внешний вид провода ПБВВ (справа)
и кабеля ВВГ-П (слева)

Чтобы разобраться почему ПБВВ относится к проводам, а ВВГ к кабелям обратимся к ГОСТ 15845.

Выписка из ГОСТ 15845-80 [10.1]

(Электрический) кабель: Кабельное изделие, содержащее одну или более изолированных жил (проводников), заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься соответствующий защитный покров, в который может входить броня, и пригодное, в частности, для прокладки в земле и под водой.

(Электрический) провод: Кабельное изделие, содержащее одну или несколько скрученных проволок или одну или более изолированных жил, поверх которых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может иметься легкая неметаллическая оболочка, обмотка и/или оплетка из волоконистых материалов или проволоки.

Наиболее явным отличием между рассматриваемыми кабельными изделиями является условие, что кабель пригоден, "в частности , для прокладки в земле и под водой".

Кабель ВВГ изготавливается в категориях размещения 1 и 5 по ГОСТ 15150 [10.2, табл. 2], т.е. пригоден для эксплуатации на открытом воздухе и в местах с повышенной влажностью соответственно.

Провод ПБВВ изготавливается в категории размещения 2 для эксплуатации под навесами вне зданий или в помещениях с температурой и влажностью несущественно отличающейся от наружного воздуха, но при отсутствии прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков.

Изложенный материал показывает, что для правильного отнесения кабельного изделия к кабелям или проводам необходимо обратиться к его характеристике по климатическому исполнению и категории размещения.

Электроснабжение осветительных приборов, установленных на жестких и гибких поперечинах в железнодорожных парках, выполняется воздушными или кабельными линиями электропередачи.

На участках электрифицированных по системам постоянного и переменного тока допускается выполнять воздушные линии до 1000 В на опорах контактной сети [10.3, п. 6.13; 10.4, пп. 5.20.10 - 5.20.12; 10.5, п. 2.20], в том числе опорах жестких поперечин предназначенных для крепления контактной сети. Однако, при системе переменного тока напряжением 25 кВ не рекомендуется располагать низковольтных линий электропередачи на опорах контактной сети из-за её электромагнитного влияния, а также из-за увеличения трудоемкости и уровня потенциального электротравматизма при техническом обслуживании опор контактной сети. Поэтому в железнодорожных парках с такой системой электрификации распределительная сеть, включающая линии электропередачи от ШНО до магистральной линии и далее до опор всех жестких поперечин, рекомендуется предусматривать кабелем, который прокладывается в земле.

В неэлектрифицированных и электрифицированных по системе постоянного тока железнодорожных парках, как правило, распределительная осветительная сеть выполняется воздушной линией с проводом СИП (самонесущий изолированный провод), расположенной на опорах контактной сети, жестких и/или гибких поперечин и отдельно стоящих опорах.

Подъемы по опорам жестких поперечин и прокладку по ригелям целесообразно делать наружным исполнением с защитой провода или кабеля полимерной трубой от механических повреждений и электрической изоляцией от металлоконструкций на электрифицированных путях [10.4, п. 5.20.25; 10.5, п.2.20.27]. В этом случае расчетов по механической прочности не требуется достаточно соблюдать требования ПУЭ [9.14, табл. 2.1.1] по наименьшему сечению токопроводящих жил незащищенных и защищенных изолированных проводов и кабелей, прокладываемых в трубах, металлических рукавах и глухих коробах.

Для прокладки проводов и кабелей широкое применение получили гофрированные полимерные трубы. Это экономичный вид защиты кабелей и проводов при скрытой и открытой прокладках от внешних воздействий окружающей среды (температура, влажность, ультрафиолетовое излучение, агрессивные жидкости и газы), также создает дополнительную защиту от поражения электрическим током.

Для условий прокладки кабелей и проводов по ригелям жестких поперечин необходимо выбрать наиболее подходящий материал гофрированной трубы. Для наружной прокладки не подходят ПВХ (поливинилхлорид) и ПЛЛ (композиция полиолефинов). Гофрированные трубы из такого материала имеют достаточно широкий предел рабочих температур для наружной прокладки, но изготавливаются не стойкими к ультрафиолетовому излучению, что приводит к очень быстрому старению и растрескиванию трубы. Даже в закрытых помещениях эти трубы рекомендуется применять в местах с отсутствием прямого ультрафиолетового излучения, в том числе солнечного.

Стойкие к ультрафиолетовому излучению серии гофрированных труб изготавливаются из ПА (полиамида), ПНД (полиэтилена низкого давления), ПП (полипропилена). Для таких труб обычно указывается диапазон рабочих температур [10.6, 10.7, 10.8]:

- а) от -45 до 90 °С для ПНД;,
- б) от -45 до 105 °С для ПП;
- в) от -60 до 105 °С для ПА.

Порочность на сжатие у всех гофрированных труб примерно совпадает и зависит от классификации серии по ГОСТ Р МЭК 61386.1 [10.9]. На разрыв ПА выдерживает большую нагрузку, чем ПНД и ПП. По ударной прочности при минус 40 °С ПА и ПНД сопоставимы [10.6].

Изолирующие свойства полимерных гофрированных труб практически всеми производителями заявляются на уровнях:

- сопротивление изоляции – не менее 100 МОм (соответствует требованиям [10.4, п. 5.20.25, 10.5, п. 2.20.27] "сопротивление изоляции должно быть не менее 10 кОм");
- электрическая прочность изоляции - не менее 2 кВ.

Серии гофрированных трубы из ПП при исполнении не распространяющем горение ПВ-0 по ГОСТ 28779 [10.10] не являются стойкими к ультрафиолету, а некоторые серии труб из ПА и ПНД удовлетворяют одновременно двум указанным условиям. В правилах устройства контактной сети электрифицированных железных дорог содержится требование, что для защиты от механических повреждений на высоте до 2,5 м от земли кабель, проложенный на опорах жестких поперечин, закрывают коробом из полимерного материала, не распространяющего горение [10.4, п. 5.20.25; 10.5, п. 2.20.27]. Аналогичное требование по пожаробезопасности должно выполняться при прокладке кабельных изделий, испытанных одиночно на предел распространения горения (показатель пожарной опасности О1 по ГОСТ 31565), по всей жесткой поперечине при их групповой прокладке [10.11, табл. 2, 10.12, п. 10.6].

По результатам анализа можно выбрать для защиты кабеля и его электрической изоляции от токопроводящих элементов жесткой поперечины на электрифицированных путях гофрированные трубы из ПА и ПНД. Производители этих труб рекомендуют для "прокладки снаружи зданий ... использовать атмосферостойкие жесткие гладкие трубы, либо трубы из не распространяющего горение полиамида" [10.6, стр. 4.19].

Требования к сечению проводников проводов и кабелей по механической прочности приведены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Сечение проводников по механической прочности

Характеристика линии электропередачи	Обозначение и значение сечения проводников для системы электрификации ¹⁾			Обоснование
	Неэлектрифицирован	Постоянный ток (3кВ)	Переменный ток (25 кВ)	
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)				
Провод СИП воздушной линии при нормативной толщине стенки гололеда:				
- 10 мм для гололедного района I	$F_{\text{мЛЛ}}, F_{\text{мЛPEN}}, F_{\text{мПЛ}}, F_{\text{мМПEN}}, F_{\text{мΣЛ}}, F_{\text{мΣPEN}} \geq 25^{2)} \text{ мм}^2$		Не рекомендуется	[10.13, п. 5.2.4.4]
- 15 мм и более для гололедных районов II–V	$F_{\text{мЛЛ}}, F_{\text{мЛPEN}}, F_{\text{мПЛ}}, F_{\text{мМПEN}}, F_{\text{мΣЛ}}, F_{\text{мΣPEN}} \geq 35^{2)} \text{ мм}^2$			
Кабель при прокладке в земле	Не нормируется			
Групповая осветительная сеть (система TN-S)				
Кабель, провод:				[9.14, табл. 2.1.1]
- медная жила;	$F_{\text{мПЛ}}, F_{\text{мPN}}, F_{\text{м2ОПЛ}}, F_{\text{м2ОПН}} \geq 1,0 \text{ мм}^2$			
- алюминиевая жила;	$F_{\text{мПЛ}}, F_{\text{мPN}}, F_{\text{м2ОПЛ}}, F_{\text{м2ОПН}} \geq 2,0 \text{ мм}^2$			
Примечания. ¹⁾ где $F_{\text{мЛЛ}}, F_{\text{мПЛ}}, F_{\text{мΣЛ}}, F_{\text{мПЛ}}, F_{\text{м2ОПЛ}}$ – площадь сечения по механической прочности фазного проводника для левого плеча парка, правого плеча парка, всего парка, одной жесткой поперечины, пары осветительных приборов соответственно, мм ² ; $F_{\text{мЛPEN}}, F_{\text{мМПEN}}, F_{\text{мΣPEN}}$ – площадь сечения по механической прочности объединенного PEN-проводника для левого плеча парка, правого плеча парка, всего парка соответственно, мм ² ; $F_{\text{мPN}}, F_{\text{м2ОПН}}$ – площадь сечения по механической прочности N-проводника для одной жесткой поперечины, пары осветительных приборов соответственно, мм ² . ²⁾ Сечение основной жилы СИП. Жилы скручены в жгут без отдельного несущего элемента. Этот тип СИП (СИП-4), как правило, применяется на магистральных воздушных линиях и линейных ответвлениях с дополнительной рекомендацией об изолированном PEN-проводнике [10.13, п. 5.2.4.5].				

10.2 По минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника

Для железнодорожных парков электрифицированных по системе постоянного тока или неэлектрифицированных необходимо предусмотреть нулевой защитный проводник для заземления осветительных приборов [10.3, п. 6.13.3, 10.4, п. 5.20.13, 10.5, п. 2.20.14, 10.13, пп. 4.3.2.3, 4.3.2.5].

Минимально допустимые сечения нулевого защитного проводника приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Минимально допустимые сечения нулевого защитного проводника

Характеристика линии электропередачи	Обозначение и значение сечения проводников для системы электрификации ¹⁾			Обоснование
	Неэлектрифицирован	Постоянный ток (3кВ)	Переменный ток (25 кВ)	
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)				
Провод воздушной линии или кабель с объединенным нулевым рабочим и защитным проводником:	$F_{3PEN}, F_{3PEN}, F_{3PEN} = 10 \text{ мм}^2$ $F_{3PEN}, F_{3PEN}, F_{3PEN} = 16 \text{ мм}^2$			[10.13, п. 4.3.15.1]
- медная жила;				
- алюминиевая жила;				
Осветительная сеть на жесткой поперечине (система TN-S)				
Кабель, провод с сечением фазных проводников ²⁾ :				
а) до 16 мм ² включ., в том числе для РЕ-проводника не в составе кабеля, провода ³⁾ :	$\left\{ \begin{array}{l} F_{3PPE} = F_{PL}, \\ F_{3PPE} = 2,5 \text{ мм}^2, \\ F_{3PPE} = 4,0 \text{ мм}^2, \\ F_{3PPE} = 16 \text{ мм}^2. \end{array} \right.$		Не применяется	[10.13, п. 4.3.14.6, п. 4.3.14.7]
- медная жила при наличии механической защиты;				
- медная жила при отсутствии механической защиты;				
- алюминиевая жила.				
б) от 16 до 35 мм ² включ.;	$F_{3PPE} = 16 \text{ мм}^2$			
в) свыше 35 мм ² ;	$F_{3PPE} = 0,5F_{PL}$			

Продолжение таблицы 10.2

Характеристика линии электропередачи	Обозначение и значение сечения проводников для системы электрификации ¹⁾			Обоснование
	Неэлектрифицирован	Постоянный ток (3кВ)	Переменный ток (25 кВ)	
Групповая осветительная сеть от ЩО до пары осветительных приборов (система TN-S)				
Кабель, провод с сечением фазных проводников ²⁾ :				
а) до 16 мм ² включ., в том числе для РЕ-проводника не в составе кабеля, провода ³⁾ :	$\left\{ \begin{array}{l} F_{320ПРЕ} = F_{20ПЛ}, \\ F_{320ПРЕ} = 2,5 \text{ мм}^2, \\ F_{320ПРЕ} = 4,0 \text{ мм}^2, \\ F_{320ПРЕ} = 16 \text{ мм}^2. \end{array} \right.$			Не применяется [10.13, п. 4.3.14.6, п. 4.3.14.7]
- медная жила при наличии механической защиты;				
- медная жила при отсутствии механической защиты;				
- алюминиевая жила.				
б) от 16 до 35 мм ² включ.;				
в) свыше 35 мм ² ;	$F_{320ПРЕ} = 16 \text{ мм}^2$ $F_{320ПРЕ} = 0,5F_{20ПЛ}$			
Примечания. ¹⁾ где $F_{3ЛПЕН}, F_{3ПЕН}, F_{3ΣПЕН}$ – минимально допустимая площадь сечения объединенного PEN-проводника для левого плеча парка, правого плеча парка, всего парка соответственно, мм ² ; $F_{3ПРЕ}, F_{320ПРЕ}$ – минимально допустимая площадь сечения РЕ-проводника для одной жесткой поперечины, пары осветительных приборов соответственно, мм ² ; $F_{ПЛ}, F_{20ПЛ}$ – площадь сечения фазного проводника для одной жесткой поперечины, пары осветительных приборов соответственно, мм ² .				
²⁾ Площади сечений приведены для случая, если защитные проводники изготовлены из того же материала, что и фазные проводники. Сечения защитных проводников из других материалов должны быть эквивалентны по проводимости приведенным. Допускается при необходимости принимать сечение защитного проводника менее требуемых значений при соблюдении требований [10.13, формула 4.3.5]. ³⁾ Нулевой защитный проводник, не входящий в состав кабеля или проложенный не в общей оболочке (трубе, коробе, на одном лотке) с фазными проводниками.				

Пример 10.2А

Исходные данные по заданию А.

Схема подключения групп однофазных нагрузок к магистральной линии распределительной электросети в соответствии с рисунком 9.4Пр. Магистральная линия прокладывается проводом СИП-4 с четырьмя проводниками одинакового сечения. Ответвление к щиту ЩО от магистральной линии – таким же проводом.

Принимаем район расположения железнодорожного парка по гололеду – II (станция Полоцк) в соответствии с ТКП 641-2019 (33240) [10.14, приложение В] .

Групповые кабельные линии от щита ЩО прокладываются трехжильными кабелями ВВГ-Пнг(А) до каждой монтажной коробки подключения пары осветительных приборов. Так как нагрузка двух осветительных приборов составляет 0,41А (см. таблицу 9.9Пр), то предварительно для выбора сечения РЕ жилы принимается сечение фазной жилы кабеля меньше 16 мм².

Допустимые сечения проводников проводов и кабелей по механической прочности (см. таблицу 10.1) и минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника (см. таблицу 10.2) распределительной и групповых электросетей представлены в таблице 10.1Пр.

Таблица 10.1Пр – Сечения проводников проводов и кабелей по механической прочности и минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника

Линия электропередачи	Обоснование	Расчет сечения
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)		
Магистральная линия:	Гололедный район II, провод СИП-4	
- от ШНО до промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6		$F_{M\Sigma PEN} \geq 35 \text{ мм}^2$; $F_{3\Sigma PEN} = 16 \text{ мм}^2$; $F_{M\Sigma PEN} > F_{3\Sigma PEN}$, тогда $F_{M\Sigma L} = F_{3\Sigma PEN} \geq 35 \text{ мм}^2$
- левого плеча парка		аналогично $F_{M\L L} = F_{3\L PEN} \geq 35 \text{ мм}^2$
- правого плеча парка		аналогично $F_{M\P L} = F_{3\P PEN} \geq 35 \text{ мм}^2$
Групповая осветительная сеть (система TN-S)		
Групповая линия от щита ЦО до монтажной коробки подключения пары осветительных приборов	Кабель ВВГ-Пнг(А) трехжильный в гофрированной полимерной трубе.	$F_{M20PL} = F_{M20PN} \geq 1,0 \text{ мм}^2$, предварительно принимаем $F_{20PL} \leq 16 \text{ мм}^2$, $F_{320PRE} = F_{20PL} \geq 1,0 \text{ мм}^2$

Пример 10.2В

Исходные данные по заданию В.

Схема подключения групп однофазных нагрузок к магистральной линии распределительной электросети в соответствии с рисунком 9.5Пр. Магистральная линия прокладывается четырехжильным бронированным кабелем АВБШв в земле.

Для кабельных линий от кабельного ящика до ЩО и от ЩО до всех монтажных коробок подключения осветительных приборов применяется двухжильный провод ВВГ-Пнг(А). Проводник РЕ не предусматривается, так как железнодорожный парк электрифицирован на системе переменного тока напряжением 25кВ.

Допустимые сечения проводников проводов и кабелей по механической прочности (см. таблицу 10.1) и минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника (см. таблицу 10.2) распределительной и групповых электросетей представлены в таблице 10.2Пр.

Таблица 10.2Пр – Сечения проводников проводов и кабелей по механической прочности и минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника

Линия электропередачи	Обоснование	Расчет сечения
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)		
Магистральная линия:		
- от ШНО до кабельного ящика на жесткой поперечине №7	Кабель АВБШв четырехжильный непосредственно в земле	$F_{M\Sigma L} \geq F_{3\Sigma PEN} = 16 \text{ мм}^2$
- левого плеча парка		$F_{M\L L} \geq F_{M\L PEN} = 16 \text{ мм}^2$
- правого плеча парка		$F_{M\P L} \geq F_{M\P EN} = 16 \text{ мм}^2$
Групповая осветительная сеть (без заземления осветительных приборов)		
Линия электропередачи от кабельного ящика до щита ЦО на каждой жесткой поперечине	Кабель ВВГ-Пнг(А) двухжильный в гофрированной полимерной трубе.	$F_{MPL} = F_{MPN} \geq 1,0 \text{ мм}^2$
Групповая линия от щита ЦО до монтажных коробок подключения осветительных приборов		

10.3 По тепловому воздействию длительным током

Сечение кабельных изделий и проводов воздушных линий должно соответствовать расчетному току нагрузки, приведенному к длительному установившемуся режиму. Этот режим определяется балансом между выделяемой тепловой энергией при протекании тока в проводнике и её отводом в окружающую среду с поверхности изоляции или неизолированного проводника. По экономическим требованиям для заданного срока службы изделия принимается, что в длительном установившемся режиме проводник нагревается до максимально допустимой температуры по характеристикам изоляции изделия и/или материала самого проводника.

Оценка условия соответствия расчетного тока нагрузки и тока в указанном выше длительном установившемся режиме кабельного изделия или провода воздушной линии производится по одному из показателей:

- допустимым температурам нагрева проводников (жил кабеля, проводов);
- длительно допустимой токовой нагрузке (длительно допустимому току) кабельной или воздушной линии.

Необходимо различать длительно допустимую токовую нагрузку [10.12, 10.15] (применяются также термины: длительно допустимый ток [9.14]; номинальная токовая нагрузка [10.16]) кабеля или провода и длительно допустимую токовую нагрузку кабеля или провода в составе линии электропередачи. Под последней понимают максимальную токовую нагрузку, определяемую длительно допустимой токовой нагрузкой кабеля с учетом условий прокладки и эксплуатации (климатической зоной эксплуатации, глубиной прокладки, удельным тепловым сопротивлением грунта, наличием рядом расположенных других кабелей, наличием естественной или принудительной вентиляции при прокладке в кабельных сооружениях и т.п.).

Длительно допустимая токовая нагрузка может быть определена расчетом по методикам Международной энергетической комиссии [10.16] или принята на основе справочных данных:

- технических условий на кабельное изделие или информационных материалов производителя;
- технических нормативных документов или справочников на их основе.

Наиболее достоверная информация содержится в технических условиях на кабельные изделия, но в большинстве случаев проектирования предпочтение отдаётся варианту с использованием технических нормативных документов. При достаточном уровне достоверности для задач проектирования электросетей этот вариант позволяет повысить экономические показатели проекта за счет конкуренции между достаточно большим числом производителей кабелей.

При недостатке опыта молодому специалисту сложно выбрать технический нормативный документ под конкретную задачу – в нашем случае: "Определение базовой информации о длительно допустимой токовой нагрузке, изготавливаемых в серийном производстве кабелей". Например, для кабелей с изоляцией из поливинилхлоридных пластификатов указанная информация содержится в Правилах устройства электроустановок [9.14], ГОСТ Р 50571.5.52 [9.15], ГОСТ 31996 [10.12] и ГОСТ 16442 [10.15]. Частные случаи сравнения длительно допустимых токовых нагрузок по этим нормативным документам представлены на рисунках 10.2 и 10.3.

ГОСТ Р 50571.5.52-2011 является аутентичным переводом на русский язык международного стандарта МЭК 60364-5-52:2009. Документ обладает рядом неоспоримых достоинств по выбору и монтажу электропроводок, но по допустимым токовым нагрузкам основывается на кабелях, которые в основном производятся за пределами стран ЕАЭС. В Республике Беларусь ГОСТ Р 50571.5.52-2011 не введен, в качестве технического нормативного правового акта. Однако, этот нормативный документ можно рекомендовать, в качестве справочного материала для проектировщиков с учетом схожести его результатов с [10.12] (см. рисунки 10.2 и 10.3) и более детальной проработки в нем рассматриваемого вопроса.

Правила устройства электроустановок (точнее действующие в Республике главы из 6-той редакции) не является нормативным документом для производства кабельных изделий. Информация по длительно допустимым токовым нагрузкам в этом документе не пересматривалась более шести десятков лет (идентичные значения приводятся еще в 4-той редакции от 1966 г.).

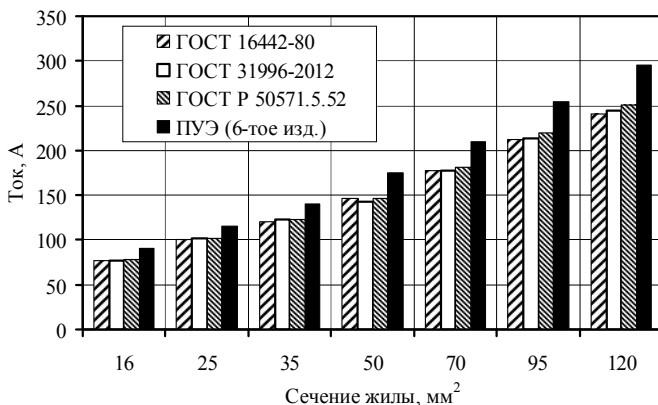


Рисунок 10.2 – Длительно допустимые токовые нагрузки для трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами и изоляцией из поливинилхлоридных пластиков, проложенного в земле без механической защиты

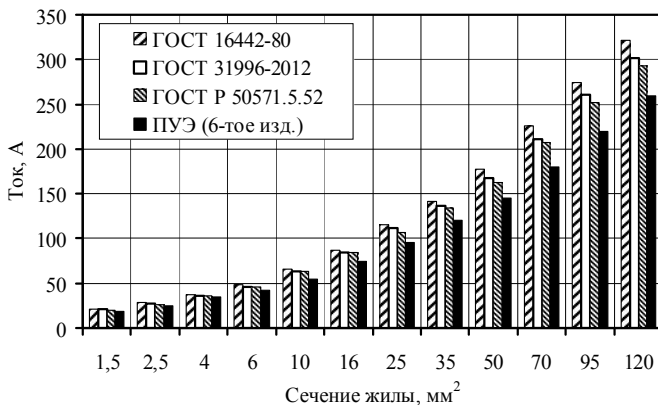


Рисунок 10.3 – Длительно допустимые токовые нагрузки для трехжильного кабеля с медными жилами и изоляцией из поливинилхлоридных пластиков, проложенного открыто (на воздухе)

Отличительным признаком от современных требований при определении длительно допустимых токовых нагрузок является принятая в Правила устройства электроустановок температура жил кабеля 65°C [9.14, п. 1.3.10], что на 5°C ниже требований по [10.12, п. 7.9] и [10.15, п. 10.7]. Значения допустимой токовой нагрузки для трехжильного кабеля, проложенного в земле, и для открытой прокладки по этому нормативному документу значительно отличаются от значений по остальным нормативным документам (см. рисунки 10.2 и 10.3).

Остаются два межгосударственных стандарта ГОСТ 16442-80 и ГОСТ 31996-2012, которые приняты и введены в Республике Беларусь. Необходимо помнить, что в соответствии с Законом Республики Беларусь "О техническом нормировании и стандартизации" стандарты имеют статус добровольного (не обязательного) применения производителями [10.17]. Один из вариантов исключения добровольности применения требований стандартов и перевода их в статус обязательных для соблюдения – это ссылка на государственный стандарт в техническом регламенте.

Обязательное подтверждение соответствия требованиям технических нормативных правовых актов в форме сертификации кабельных изделий предусмотрено техническим регламентом ТР ТС 004/2011 "О безопасности низковольтного оборудования" [10.18, 10.19]. Стандартом из двух указанных выше, на который ссылается этот технический регламент является ГОСТ 31996-2012. Поэтому производители кабельной продукции ориентируются на соблюдение требований этого стандарта, в том числе по длительно допустимым токовым нагрузкам кабелей [10.12, п. 10.8]. Для проводов СИП воздушных линий электропередачи по аналогичным рассуждениям выбирается ГОСТ 31946-2012 [10.20, п. 10.6, 10.7].

Отметим один значительный недостаток является ГОСТ 31996-2012 в предоставлении информации по длительно допустимым токовым нагрузкам кабелей. В стандарте нет разделения по допустимым токовым нагрузкам для кабелей с двумя и тремя загруженными жилами. Значения приведенные для "многожильных" кабелей, с большей вероятностью, соответствуют кабелям с тремя загруженными жилами (см. рисунки 10.2 и 10.3), следовательно, эти значения заниженные для двухжильных кабелей или трехжильных с двумя загруженными жилами.

Для выбора кабеля или провода воздушной линии необходимо провести технико-экономическое обоснование путем сравнения нескольких вариантов. Однако, установившаяся практика проектирования осветительных электросетей железнодорожных парков показывает, что, как правило, применяются кабели с изоляцией из поливинилхлоридных (ПВХ) пластиков и провода СИП-4. Далее будут приведены справочные материалы только для этих видов изделий (таблица 10.3). При проектировании реальных объектов рекомендуется рассмотреть и другие виды кабельных изделий и проводов воздушной линии для выбора наиболее рационального по экономическим критериям варианта.

Таблица 10.3 – Базовая длительно допустимая токовая нагрузка многожильных кабелей с изоляцией из ПВХ пластиков [10.12, пп. 10.8, 10.9] и СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена [10.20, пп. 10.6, 10.7]

Номинальное сечение жилы, мм ²	Допустимый длительный ток I _{дл} , А,				СИП
	кабеля с материалом жил				
	медь		алюминий, алюминиевые сплавы		
	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	
1,5	21	27	-	-	-
2,5	27	36	21	28	-
4	36	47	29	37	-

Продолжение таблицы 10.3

Номинальное сечение жилы, мм ²	Допустимый длительный ток $I_{\text{дт}}$, А,				СИП
	кабеля с материалом жил				
	медь		алюминий, алюминиевые сплавы		
	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	
6	46	59	37	44	-
10	63	79	50	59	-
16	84	102	67	77	100
25	112	133	87	102	130
35	137	158	106	123	160
50	167	187	126	143	195
70	211	231	161	178	240

Примечания.

1. Допустимые токовые нагрузки кабелей рассчитаны для следующих базовых условий:

- температура жил – 70 °С;
- температура окружающей среды при прокладке кабелей на воздухе принята 25 °С, при прокладке в земле – 15 °С;
- глубина прокладки кабелей в земле – 0,7 м;
- удельное термическое сопротивление грунта – 1,2 К·м/Вт.

2. Допустимые токовые нагрузки проводов СИП рассчитаны для следующих базовых условий:

- температура жил – 90 °С;
- температура окружающей среды принята 25 °С;
- скорость ветра – 0,6 м/с (скорость вертикального потока воздуха от нагретой земли при абсолютном штиле);
- интенсивность солнечной радиации – 1000 Вт/м².

По базовой допустимой токовой нагрузке (таблица 10.3) и фактическим условиям эксплуатации определяется длительно допустимая токовая нагрузка кабеля или провода в составе линии электропередачи $I'_{\text{дт}}$, А

$$I'_{\text{дт}} = I_{\text{дт}} K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_6 K_7, \quad (10.1)$$

где K_1 – поправочный коэффициент на фактическую температуру окружающей среды (воздуха, земли);

K_2 – поправочный коэффициент на фактическое удельное термическое сопротивление грунта;

K_3 – коэффициент, обусловленный способом прокладки;

K_4 – коэффициент, обусловленный групповой прокладкой кабельных изделий;

K_5 – коэффициент, обусловленный протеканием тока в нулевом проводнике четырехжильного или пятижильного кабеля или провода воздушной линии при трехфазной нагрузке переменного тока;

K_6 – коэффициент на фактическую интенсивность прямого солнечного излучения для линий электропередачи;

K_7 – коэффициент, характеризующий электрическую схему подключения кабельных изделий в линии; при разных проводимостях жил кабелей в параллельной схеме подключения необходимо проверить длительно допустимую токовую нагрузку линии и каждого кабеля в отдельности (при одинаковом материале жил достаточно сделать проверку только для кабеля с большим сечением, так как допустимая плотность тока уменьшается с увеличением сечения кабельного изделия);

Коэффициент K_6 для воздушных линий электропередач можно определить путем составления тепловых балансов. Как правило, эту работу проводят для линий среднего и высокого напряжения. Однако, корректировка длительно допустимых токов проводов СИП до 1 кВ имеет целесообразность для осветительных линий, которые нагружены в ночное время, т.е. при отсутствии нагрева провода от солнечного излучения. [Значения этого коэффициента в разработке.](#)

Коэффициенты $K_1 - K_5$ могут быть приняты по ПУЭ [9.14] или ГОСТ Р 50571.5.52 [9.15]. Рекомендуемые значения поправочных коэффициентов $K_1 - K_5$ приведены в таблицах 10.4-10.8.

Таблица 10.4 – Поправочные коэффициенты для длительно допустимой токовой нагрузки кабеля с изоляцией из ПВХ пластикатов и СИП от температуры окружающей среды

Вид прокладки	Поправочный коэффициент K_1 при температуре среды, °С								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
На воздухе для:									
- кабеля	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
- СИП	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
В земле	1,05	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,73	0,68	0,60
Примечания. 1. Значения для строки "на воздухе" для кабеля соответствуют: - [9.14, табл. 1.3.3] при условной температуре воздуха 25°С и нормированной температуре жил 70°С; - [9.15, табл. В.52.14] с пересчётом на условную температуру воздуха 25°С (погрешность составляет менее 1,5 %). 2. Значения для строки "на воздухе" для СИП соответствуют: - [проект СП, табл. 5.7.9]; - [9.15, табл. В.52.14] с пересчётом на условную температуру воздуха 25°С (погрешность составляет менее 1,5 %). 3. Значения для строки "в земле" соответствуют [9.15, табл. В.52.15] с пересчётом на условную температуру земли 15°С. В ПУЭ [9.14] нет данных по поправочным коэффициентам для прокладки в земле при нормированной температуре жил кабеля 70 °С, но интерполяция коэффициентов при температурах жил 65 °С и 80 °С показывает результаты схожие со значениями строки "в земле" настоящей таблицы.									

Таблица 10.5 – Поправочные коэффициенты для длительно допустимой токовой нагрузки кабеля с изоляцией из ПВХ пластиков от удельного термического сопротивления грунта

Вид прокладки	Поправочный коэффициент K_2 при удельном термическом сопротивлении грунта, К·м/Вт							
	0,5	0,7	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5	3,0
Непосредственно в земле	1,33	1,15	1,06	1,00	0,91	0,79	0,71	0,64
В трубах	1,10	1,05	1,03	1,00	0,96	0,91	0,87	0,84
Примечания. 1. Значения в таблице соответствуют [9.15, табл. В.52.16] с пересчётом на условное термическое сопротивление грунта 1,2 К·м/Вт. Поправочные коэффициенты приведены как усредненные значения для всех типоразмеров кабелей и способов прокладки. Погрешность поправочных коэффициентов в пределах $\pm 5\%$. Значения коэффициентов по ПУЭ [9.14, табл. 1.3.23] находятся в диапазоне между значениями первой и второй строки настоящей таблицы. 2. Поправочные коэффициенты приведены для глубины прокладки до 0,8 м.								

Таблица 10.6 – Поправочные коэффициенты для длительно допустимой токовой нагрузки многожильного кабеля с изоляцией из ПВХ пластиков при прокладке в трубе, коробе и т.п.

Среда прокладки	Значение коэффициента K_3 при числе нагруженных жил кабеля	
	2	3
На воздухе	0,75	0,78
В земле для материала жил:		
- медь	0,90	
- алюминий	0,93	
Примечания.		
1. Значение поправочного коэффициента K_3 (усредненное для всех типоразмеров кабелей) при прокладке кабеля в металлической или в полимерной трубах [9.15, п. 52.6.1б] на вертикальной поверхности (стене) определены на основе данных ГОСТ Р 50571.5.52-2011: с двумя нагруженными жилами [9.15, табл. В.52.2 и В.52.10], с тремя нагруженными жилами [9.15, табл. В.52.4 и В.52.10]. Погрешность поправочных коэффициентов в пределах $\pm 5\%$. Коэффициенты K_3 при прокладке кабеля в трубе на воздухе, определенные на основании ПУЭ [9.14, табл. 1.3.4 и 1.3.6] и понижающего коэффициента для полимерных труб 0,9 [9.5, п. 8.2] в среднем составляет 0,80, но имеет значительный разброс погрешности для отдельных типоразмеров от -13% до +10%. 2. Значение поправочного коэффициента K_3 (усредненное для всех типоразмеров кабелей) при прокладке кабеля в земле в трубе определены на основе данных ГОСТ Р 50571.5.52-2011: с двумя нагруженными жилами [9.15, табл. В.52.2], с тремя нагруженными жилами [9.15, табл. В.52.4]. Значения длительно допустимой токовой нагрузки кабелей, полученный с помощью коэффициентов K_3 соответствуют прокладке и в металлических, керамических и в полимерных трубах диаметром 100 мм [9.15, п. 52.6.1д]. Погрешность поправочных коэффициентов в пределах $\pm 5\%$.		

Таблица 10.7 – Поправочные коэффициенты для длительно допустимой токовой нагрузки многожильного кабеля с изоляцией из ПВХ пластиков при групповой прокладке

Характеристика прокладки	Значение коэффициента K_4 , при числе кабелей в группе					
	2	3	4	5	6	7
На воздухе в трубе	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54
В земле непосредственно с промежутком:						
- 0 м (кабели касаются)	0,75	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
- 0,125 м	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60	0,59
- 0,25 м	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70	0,67
В земле в трубе с промежутком:						
- 0 м (кабели касаются)	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60	0,57
- 0,25 м	0,90	0,85	0,80	0,80	0,80	0,76
Примечания. 1. Значения коэффициентов K_4 при прокладке групп на воздухе, на поверхности, замоноличено или в оболочке (трубы, коробка и т.п.) соответствуют [9.15, табл. В.52.17]. Эти значения схожи со значениями поправочных коэффициентов по ПУЭ [9.14, табл. 1.3.12] для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах при коэффициенте использования мощности группы электроприемников более 0,7. 2. Значения коэффициентов K_4 при прокладке групп кабелей в земле определены на основе данных ГОСТ Р 50571.5.52-2011 [9.15, табл. В.52.18 и В.52.19]. Значения коэффициентов усреднены для всех типоразмеров кабеля, что в отдельных случаях приводит к погрешности результатов до 10 %.						

Таблица 10.8 – Поправочные коэффициенты для длительно допустимой токовой нагрузки четырех- или пятижильного кабеля и СИП при трехфазной нагрузке и наличии тока в нулевом проводнике

Причина тока в нулевом проводнике	Коэффициент K_5 для выбора сечения по току	
	фазному	в нулевом проводнике
Гармонические составляющие тока, кратные трем:		
- до 15 % включ.	1,00	—
- от 15 до 33 % включ.	0,93 ¹⁾	—
- свыше 33 %	—	1,00
Неравномерность нагрузки	1,00 ²⁾	1,00 ³⁾
Примечания. 1) Коэффициент 0,93 принят по ГОСТ 31996 [10.12, табл. 19]. Аналогичный коэффициент по ПУЭ равен 0,92 [9.14, табл. 1.3.7], по ГОСТ Р 50571.5.52-2011 – 0,86 [9.15, приложение Е]. 2) При неравномерности нагрузки свыше 15 % расчетная нагрузка принимается равномерной трехфазной равной утроенной наибольшей из фазных нагрузок (см. формулу (9.34)). В этом случае расчетные тепловыделения при протекании токов в трех фазных жилах с запасом на 10 – 20 % компенсируют фактические тепловыделения от токов в четырех жилах. 3) Учитывается при одновременном наличии неравномерности и третьей гармонической составляющей тока до 15 %, для уточнения сечения нулевого проводника.		

Поправочный коэффициент K_4 учитывается, только "для определения токовых нагрузок четырехжильных кабелей с жилами равного сечения в четырехпроводных сетях при нагрузке во всех жилах в нормальном режиме, а также для пятижильных кабелей" [10.12, табл. 19].

При значениях третьей гармонической составляющей тока нагрузки до 15 % включительно, например, при осветительных приборах с разрядными лампами и некомпенсированными ЭМПРА, сечение нулевой жилы принимается равным половине фазного [9.14, п. 6.2.8]. Тепловыделения от фактических токов в четырех жилах при равномерной нагрузке максимально превысят расчетные на 8 %, что значительно ниже допустимых длительных перегрузок кабеля [10.12, п 10.9]. При одновременной неравномерности более 50 % и несинусоидальности нагрузки необходимо отдельно проверить сечение нулевой жилы.

При значительной несинусоидальности ток в нулевой жиле превышает фазный [9.16, пункт 10.9], поэтому сечение фазных жил может быть взято меньше сечения нулевой жилы. Более подробно этот случай рассмотрен в [9.15, приложение Е].

**Выписка из ГОСТ Р 50571.5.52-2011/МЭК 60364-5-52:2009
 [9.15], приложение Е**

Поправочные коэффициенты применимы для случая, когда нейтральный проводник является жилой четырех- или пятижильного кабеля, выполнен из того же материала и имеет то же сечение, что и фазные проводники. Поправочные коэффициенты относятся к токам третьей гармоники. Если ожидаются значимые высшие гармоники, такие как 9-я, 12-я и т. д., т. е. они составляют более 15 %, поправочный коэффициент должен быть уменьшен. Если дисбаланс (неравномерность *прим. автора*) между фазными нагрузками превышает 50 %, то поправочный коэффициент может быть уменьшен. Расчетный поправочный коэффициент для определения допустимой токовой нагрузки для кабелей с тремя рабочими проводниками принимается, как для кабеля с четырьмя рабочими проводниками, у которого ток в четвертом проводе вызван гармониками. Поправочные коэффициенты также учитывают фактор нагрева фазных проводников токами гармоник.

Таблица 10.9 – Коэффициенты для четырех- и пятижильных кабелей, учитывающие наличие высших гармоник тока

Содержание третьей гармоники, %	Поправочные коэффициенты	
	Выбор сечения по току в линейном проводнике	Выбор сечения по току в нейтральном проводнике
0 – 15	1,0	–
15 – 33	0,86	–
33 – 45	–	0,86
>45	–	1,0

Когда значение тока в нейтральном проводнике ожидается выше, чем фазный ток, размер кабеля определяется по нейтральному проводнику.

Если ток в нейтральном проводнике больше, чем 135 % фазного тока и размер кабеля выбирается по нейтральному проводнику, то три фазных проводника не могут быть полностью загружены. Уменьшение

Пояснение по коэффициенту K_5

тепловыделения фазными проводниками компенсирует тепловыделение нейтрального проводника в такой мере, что нет необходимости применять другие поправочные коэффициенты в отношении трех рабочих проводников.

Все приведенное выше касается только определения допустимой токовой нагрузки кабеля, здесь не рассматриваются вопросы потерь напряжения и другие аспекты проектирования.

Расчёты на базе формулы (10.1) трудоёмко формализовать, поэтому рационально перейти на выбор сечений жил кабелей и проводов по значениям базовых длительно допустимых токовых нагрузок с корректировкой расчетных токов в линиях. Сечения фазных $F_{дтЛ}$, мм², и нулевых рабочих $F_{дтН}$, мм², проводников по длительно допустимой токовой нагрузке определяются по условиям:

а) для однофазной нагрузки

$$\begin{cases} F_{дтЛ} = f(I_{дтЛ}), \text{ если } I_{дтЛ} \geq I_{рЛ} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_6 K_7), \\ F_{дтН} = F_{дтЛ}, \end{cases} \quad (10.2)$$

б) для трехфазной нагрузки:

- при k_{13} до 15 %

$$\begin{cases} F_{дтЛ} = f(I_{дтЛ}), \text{ если } I_{дтЛ} \geq I_{рЛ} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_6 K_7), \\ F_{дтН} = 0,5F_{дтЛ}, \text{ если } I_{рН} \leq 0,5I_{рЛ}, \\ F_{дтН} = F_{дтЛ}, \text{ если } I_{рН} > 0,5I_{рЛ}, \end{cases} \quad (10.3)$$

- при k_{13} от 15 до 33 %

$$\begin{cases} F_{дтЛ} = f(I_{дтЛ}), \text{ если } I_{дтЛ} \geq I_{рЛ} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_6 K_7), \\ F_{дтН} = F_{дтЛ}, \end{cases} \quad (10.4)$$

- при k_{13} свыше 33 %

$$\begin{cases} F_{дтН} = f(I_{дтН}), \text{ если } I_{дтН} \geq I_{рН} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_6 K_7), \\ F_{дтЛ} = F_{дтН}, \end{cases} \quad (10.5)$$

где $I_{дтЛ}$ – длительно допустимая токовая нагрузка фазного проводника, А;
 $I_{дтН}$ – длительно допустимая токовая нагрузка нулевого рабочего проводника, А.

Формулы для расчёта сечений жил кабелей и проводов СИП по длительно допустимой токовой нагрузке для осветительной установки железнодорожного парка приведены в таблице 10.10.

Таблица 10.10 – Формулы определения сечений проводников по длительно допустимой токовой нагрузке для линий электропередач осветительной установки

Осветительная установка, часть	Формулы	Номер формулы
Однофазная кабельная линия в трубе на воздухе		
Одна пара осветительных приборов	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дт2ОПЛ}} = f(I_{\text{дт2ОПЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дт2ОПЛ}} \geq I_{\text{р2ОПЛ}} / (K_1 K_3 K_4); \\ F_{\text{дт2ОПН}} = F_{\text{дт2ОПЛ}}. \end{array} \right.$	10.6
Одна жесткая поперечина	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтРЛ}} = f(I_{\text{дтРЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтРЛ}} \geq I_{\text{рРЛ}} / (K_1 K_3 K_4); \\ F_{\text{дтРПН}} = F_{\text{дтРЛ}}. \end{array} \right.$	10.7
Трехфазная воздушная линия электропередачи с проводом СИП		
Жесткие поперечины в левом плече парка при нагрузке с k_{13} :		10.8
- до 15 %,	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтЛЛ}} = f(I_{\text{дтЛЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛЛ}} \geq I_{\text{рЛЛ}} / (K_1 K_6); \\ F_{\text{дтЛРЕН}} = F_{\text{дтЛЛ}}. \end{array} \right.$	
- от 15 до 33 %	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтЛЛ}} = f(I_{\text{дтЛЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛЛ}} \geq I_{\text{рЛЛ}} / (K_1 K_5 K_6); \\ F_{\text{дтЛРЕН}} = F_{\text{дтЛЛ}}. \end{array} \right.$	
- свыше 33 %	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтЛРЕН}} = f(I_{\text{дтЛН}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛН}} \geq I_{\text{рЛН}} / (K_1 K_6); \\ F_{\text{дтЛЛ}} = F_{\text{дтЛРЕН}}. \end{array} \right.$	
Жесткие поперечины всего парка при нагрузке с k_{13} :		10.9
- до 15 %,	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтΣЛ}} = f(I_{\text{дтΣЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣЛ}} \geq I_{\text{рΣЛ}} / (K_1 K_6); \\ F_{\text{дтΣРЕН}} = F_{\text{дтΣЛ}}. \end{array} \right.$	
- от 15 до 33 %	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтΣЛ}} = f(I_{\text{дтΣЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣЛ}} \geq I_{\text{рΣЛ}} / (K_1 K_5 K_6); \\ F_{\text{дтΣРЕН}} = F_{\text{дтΣЛ}}. \end{array} \right.$	
- свыше 33 %	$\left\{ \begin{array}{l} F_{\text{дтΣРЕН}} = f(I_{\text{дтΣН}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣН}} \geq I_{\text{рΣН}} / (K_1 K_6); \\ F_{\text{дтΣЛ}} = F_{\text{дтΣРЕН}}. \end{array} \right.$	

Продолжение таблицы 10.10

Осветительная установка, часть	Формулы	Номер формулы
Трехфазная кабельная линия электропередачи		
Жесткие поперечины в левом плече парка при нагрузке с k_{13} :		10.10
- до 15 %, $N_{\text{Л}} \leq 15\%$	$\begin{cases} F_{\text{дтЛЛ}} = f(I_{\text{дтЛЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛЛ}} \geq I_{\text{рЛЛ}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_7); \\ F_{\text{дтЛПЕН}} = 0,5 F_{\text{дтЛЛ}}. \end{cases}$	
- до 15 %, $N_{\text{Л}} > 15\%$	$\begin{cases} F_{\text{дтЛЛ}} = f(I_{\text{дтЛЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛЛ}} \geq I_{\text{рЛЛ}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_7); \\ F_{\text{дтЛПЕН}} = F_{\text{дтЛЛ}}. \end{cases}$	
- от 15 до 33 %	$\begin{cases} F_{\text{дтЛЛ}} = f(I_{\text{дтЛЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛЛ}} \geq I_{\text{рЛЛ}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_7); \\ F_{\text{дтЛПЕН}} = F_{\text{дтЛЛ}}. \end{cases}$	
- свыше 33 %	$\begin{cases} F_{\text{дтЛПЕН}} = f(I_{\text{дтЛН}}), \\ \text{где } I_{\text{дтЛН}} \geq I_{\text{рЛН}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_7); \\ F_{\text{дтЛЛ}} = F_{\text{дтЛПЕН}}. \end{cases}$	
Жесткие поперечины всего парка при нагрузке с k_{13} :		10.11
- до 15 %, $N_{\text{Л}} \leq 15\%$	$\begin{cases} F_{\text{дтΣЛ}} = f(I_{\text{дтΣЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣЛ}} \geq I_{\text{рΣЛ}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_7); \\ F_{\text{дтΣПЕН}} = 0,5 F_{\text{дтΣЛ}}. \end{cases}$	
- до 15 %, $N_{\text{Л}} > 15\%$	$\begin{cases} F_{\text{дтΣЛ}} = f(I_{\text{дтΣЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣЛ}} \geq I_{\text{рΣЛ}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_7); \\ F_{\text{дтΣПЕН}} = F_{\text{дтΣЛ}}. \end{cases}$	
- от 15 до 33 %	$\begin{cases} F_{\text{дтΣЛ}} = f(I_{\text{дтΣЛ}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣЛ}} \geq I_{\text{рΣЛ}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 K_7); \\ F_{\text{дтΣПЕН}} = F_{\text{дтΣЛ}}. \end{cases}$	
- свыше 33 %	$\begin{cases} F_{\text{дтΣПЕН}} = f(I_{\text{дтΣН}}), \\ \text{где } I_{\text{дтΣН}} \geq I_{\text{рΣН}} / (K_1 K_2 K_3 K_4 K_7); \\ F_{\text{дтΣЛ}} = F_{\text{дтΣПЕН}}. \end{cases}$	
Примечания.		
1. Значения коэффициентов $K_1 - K_7$ определяются для каждой системы выражений в отдельности.		
2. При условии трехфазной нагрузке с k_{13} до 15 % и $N_{\text{Л}} > 15\%$ сечение нулевой жилы кабеля ($F_{\text{дтЛН}}$, $F_{\text{дтΣН}}$) может быть принято половине фазного (аналогично условию k_{13} до 15 % и $N_{\text{Л}} \leq 15\%$) по результатам расчета тока по фактическим значениям k_{13} и $N_{\text{Л}}$.		

Пример 10.3А

Исходные данные по заданию А.

Расчётные токи в линиях электропередачи по таблице 9.9Пр.

Для возможности включения/отключения осветительных приборов в отдельных междупутьях без дополнительной функции управления в ПРА необходимо, чтобы количество кабелей, прокладываемых на ригеле жесткой поперечины, было равно количеству пар осветительных приборов, т.е. $N + 1$. По заданию N равно 5, тогда количество кабелей на ригеле принимается равным шести. Принимаем, что эти кабели сформированы в две группы по три кабеля (**допускается до 8 проводов в одной трубе [10.23, п. 7.14.8 б])** . Каждая группа проложена в отдельной гофрированной полимерной трубе.

Расчётная температура наружного воздуха для района Станции Полоцк по [10.21, табл. 3.2] менее чем на 5 °С отличается от базовой расчётной – 25 °С, поэтому принимаем коэффициент K_1 равным единице (таблица 10.4).

Коэффициент K_6 (корректировки длительно допустимого тока провода на фактическую интенсивность прямого солнечного излучения для линий электропередачи), также принимается равным единице.

Расчёт сечений жил проводов и кабелей по длительно допустимой токовой нагрузке представлены в таблице 10.3Пр.

Таблица 10.3Пр – Определение сечений проводников по длительно допустимой токовой нагрузке для линий электропередач осветительной установки

Линия электропередачи	Номер формулы	Расчёт
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)		
Магистральная линия:		
- от ШНО до промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6	10.9	$I_{дтΣЛ} \geq 9,86 / (1,0 \cdot 1,0) = 9,86 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дтΣЛ} = 100 \text{ А},$ $F_{дтΣЛ} = 16 \text{ мм}^2,$ $F_{дтΣPEN} = 16 \text{ мм}^2.$
- левого плеча парка	10.8	$I_{дтЛЛ} \geq 4,93 / (1,0 \cdot 1,0) = 4,93 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дтЛЛ} = 100 \text{ А},$ $F_{дтЛЛ} = 16 \text{ мм}^2,$ $F_{дтЛPEN} = 16 \text{ мм}^2.$
- правого плеча парка	аналог. левому плечу	$F_{дтПЛ} = 16 \text{ мм}^2,$ $F_{дтПPEN} = 16 \text{ мм}^2.$
Групповая осветительная сеть (система TN-S)		
Групповая линия от щита ЩО до монтажной коробки подключения пары осветительных приборов	10.6	$I_{дт2ОПЛ} \geq 0,41 / (1,0 \cdot 0,75 \cdot 0,7) = 0,78 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дт2ОПЛ} = 21 \text{ А},$ $F_{дт2ОПЛ} = 1,5 \text{ мм}^2,$ $F_{дт2ОПН} = 1,5 \text{ мм}^2.$

Пример 10.3В

Исходные данные по заданию В.

Расчётные токи в линиях электропередачи по таблице 9.10Пр.

Для возможности регулирования светового потока осветительных приборов необходим дополнительный провод управления, который в расчётах не учитывается. При этом все осветительные приборы, установленные на ригеле жесткой поперечины,

можно подключить одним кабелем, который прокладывается в гофрированной полимерной трубе.

Принимаем район расположения железнодорожного парка вблизи Станции Полоцк. Расчётная температура наружного воздуха для района Станции Полоцк по [10.21, табл. 3.2] менее чем на 5 °С отличается от базовой расчётной – 25 °С, поэтому принимаем коэффициент K_1 равным единице (таблица 10.4).

Расчётную температуру при прокладке кабеля в земле принимаем 15 °С, а удельное термическое сопротивление грунта – 1,2 К·м/Вт. Кабель прокладывается непосредственно в земле без дополнительной механической защиты.

Расчёт сечений жил кабелей по длительно допустимой токовой нагрузке представлены в таблице 10.4Пр.

Таблица 10.4Пр – Определение сечений проводников по длительно допустимой токовой нагрузке для линий электропередач осветительной установки

Линия электропередачи	Номер формулы	Расчёт
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)		
Магистральная линия:		
- от ШНО до до кабельного ящика на жесткой поперечине №7	10.11	$I_{дт\Sigma L} \geq 12,59 / (1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,93 \cdot 1,0) = 13,54 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дт\Sigma L} = 28 \text{ А},$ $F_{дт\Sigma L} = 2,5 \text{ мм}^2,$ $F_{дт\Sigma PEN} = 2,5 \text{ мм}^2.$
- левого плеча парка	10.10	$I_{дт\text{ЛЛ}} \geq 7,55 / (1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,93 \cdot 1,0) = 8,12 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дт\text{ЛЛ}} = 28 \text{ А},$ $F_{дт\text{ЛЛ}} = 2,5 \text{ мм}^2,$ $F_{дт\text{ЛPEN}} = 2,5 \text{ мм}^2.$
- правого плеча парка	аналог. 10.10	$I_{дт\text{ПЛ}} \geq 5,03 / (1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,93 \cdot 1,0) = 5,41 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дт\text{ПЛ}} = 28 \text{ А},$ $F_{дт\text{ПЛ}} = 2,5 \text{ мм}^2,$ $F_{дт\text{PEN}} = 2,5 \text{ мм}^2.$
Групповая осветительная сеть (без заземления осветительных приборов)		
Линия электропередачи от кабельного ящика до щита ЩО на каждой жесткой поперечине	10.7	$I_{дт\text{ПЛ}} \geq 2,52 / (1,0 \cdot 0,75 \cdot 1,0) = 3,36 \text{ А};$ принимаем по таблице 10.3 $I_{дт\text{ПЛ}} = 21 \text{ А},$ $F_{дт\text{ПЛ}} = 1,5 \text{ мм}^2,$ $F_{дт\text{PN}} = 1,5 \text{ мм}^2.$
Групповая линия от щита ЩО до монтажных коробок подключения осветительных приборов		

10.4 По допустимым потерям напряжения

Падение напряжения – вектор напряжения между началом и концом рассматриваемого участка или элемента электрической цепи. Определить это вектор напряжения можно по Закону Ома для участка цепи:

$$\dot{U} = \dot{I} \dot{Z},$$

где $\dot{U}$ – вектор падения напряжения на участке цепи, В;

$\dot{I}$ – вектор силы тока в цепи, А;

$\dot{Z}$ – полное сопротивление участка цепи, Ом.

Падение напряжения, также можно определить как геометрическую разность векторов напряжений в начале и конце участка цепи.

Для практических задач представляют интерес величины, измеряемые вольтметром, т.е. модули векторов напряжений в точках электросети подключения источника питания и электроприемника, а не углы сдвига их векторов. Поэтому в инженерных задачах обычно взамен падения напряжения используют величину, определяемую алгебраической разностью модулей векторов напряжений между двумя точками электрической цепи, – потеря напряжения.

Причем при расчетах потери напряжения, как правило, принимают два допущения (для более подробного ознакомления рекомендуется [9.11, п. 8.5, 8.7; 9.12, пп. 5.3.1 и 5.3.3; 10.22, п.11.5]):

– потеря напряжения приравнивается к значению продольной составляющей (проекции на вещественную ось) падения напряжения (рисунок 10.3);

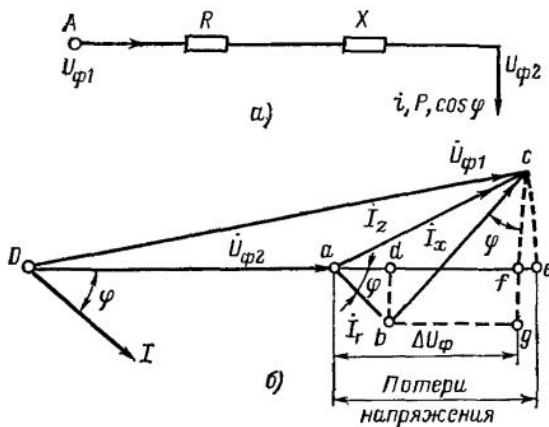


Рисунок 10.3 – Схема замещения и векторная диаграмма линии электропередачи

– заменяют фактическое напряжение в конце рассматриваемого участка на заданное, как правило, номинальное, пренебрегая потерями на сопротивлениях участка.

Указанные допущения в большинстве практических задач проектирования сетей электроснабжения незначимо влияют на погрешность результатов. Упрощенная модель для расчета потери фазного напряжения ΔU , В, в линии электропередачи представляется формулой:

$$\Delta U = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi),$$

где I – модуль полного тока цепи, А;

R – активное сопротивление цепи, Ом;

X – реактивно сопротивление цепи, Ом;

φ – фазовый угол полного тока цепи.

Эту упрощенную модель часто представляют через активную и реактивную мощности нагрузки

$$\Delta U = (PR + QX) / U,$$

где P – активная мощность нагрузки, подключенная к одной фазе, Вт;

Q – реактивная мощность нагрузки, подключенная к одной фазе, вар.

В проектной практике при расчетах осветительных сетей по упрощенной модели, обычно, нагрузка принимается линейной, в том числе для разрядных ламп с компенсированным ЭМПРА, ламп и светодиодов с ЭПРА, т.е. рассматриваются только первые гармонические составляющие токов и напряжений.

В книге Тульчина И.К и Нудлера Г.И [10.22] приводится модель расчета потери напряжения в линии электропередачи осветительной сети с учетом третьей гармонической составляющей тока. Модель трудоемка для практического применения, а окончательные формулы по модели представлены только для двух значений k_{13} – 33 и 15 %. Однако, авторами представлена крайне полезная для инженерной практики таблица предельных длин кабельных и воздушных линий до 1кВ, для которых расчеты потери напряжения могут проводиться без учета высших гармонических составляющих тока [10.22, табл. 11.5] с погрешностью результата не более 10 %.

К выше указанным упрощениям модели линии для расчетов потери напряжения, в отдельных случаях, допускается не учитывать реактивное (индуктивное) сопротивление цепи.

Выписка из СП 4.04.03-2023 [10.23] п.7.13.14

При расчете сетей по потере напряжения допускается пренебрегать реактивным сопротивлением линий и пользоваться таблицами моментов нагрузки, кВт·м, в следующих случаях:

а) при $\cos \varphi = 1$ (ЛН (лампа накаливания)) – всегда;

б) при $\cos \varphi = 0,9$ (ЛГ (лампа газоразрядная) с компенсацией реактивной мощности) – при проводке кабелями, проводами в трубах или многожильными проводами до сечения 70 (120) мм², а при проводке на изолирующих опорах – до сечения 16 (25) мм²;

в) при $\cos \varphi = 0,5 - 0,6$ (ЛГ без компенсации) – при проводке кабелями, проводами в трубах или многожильными проводами до сечения 16 (25) мм², а при проводке на изолирующих опорах – до сечения 6 (10) мм².

Примечание – В скобках указаны сечения алюминиевых жил, вне скобок – медных.

В остальных случаях реактивное сопротивление линий учитывают и расчет производят по токовым моментам ($A \cdot m$) или по моментам нагрузки, но с введением соответствующих коэффициентов.

Идентичные выше указанным требования ранее регламентировались Инструкцией СН357-77 [10.24, п. 3.177].

Выписка из СП 4.04.01-2022 [10.25] п. 6.3.2

Расчет по потере напряжения сетей наружного освещения, питающих лампы накаливания или газоразрядные лампы с индивидуальной компенсацией реактивной мощности ($\cos \varphi = 0,85$ и более), допускается выполнять без учета реактивного сопротивления линий.

Изложения по упрощению модели для расчета потери напряжения в различных источниках несколько отличается друг от друга, но общая логика аналогичная – исключение реактивного сопротивления из модели при низком уровне реактивной составляющей потребляемой мощности и относительно небольшом значении соотношения реактивного к активному сопротивлений линии.

Следует добавить еще один аспект исключения реактивного сопротивления из модели – отсутствие достоверных данных по реактивной мощности электроприемников. Например, такой вариант часто имеет место при нелинейной нагрузке (см. "Пояснение к λ и практические способы оценки 3-тней гармонической составляющей тока k_{13} " в пункте 9.2.2). В паспорте на осветительный прибор со светодиодами приводится коэффициент мощности λ , но, практически никогда, не дается его разбивка на THD_1 и $\cos \varphi_1$. Отделить реактивную мощность от мощности искажений с высокой достоверностью в данном случае не представляется возможным.

При исключении реактивного сопротивления расчет потери напряжения упрощается до вида

$$\Delta U = PR / U.$$

Приступая к расчету потери напряжения в электросети следует первоначально ответить на вопрос: "Какой результат будет считаться удовлетворительным?". Потери напряжения могут быть использованы в качестве нескольких критериев, например, для косвенной оценки энергоэффективности электропередачи, или для оценки уровня напряжения питания электроприемника. В задачах проектирования электросетей, как правило, интерес представляет последний критерий. Напряжение в точках подключения электроприемников нормируется для надежной, долговечной и эффективной их работы показателем – отклонение напряжения.

Отклонение напряжения – показатель качества электрической энергии, который характеризует медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более одной минуты) обусловленные обычно изменениями нагрузки электрической сети [9.19, п. 4.2.2], и определяется по выражению:

$$\delta U = |U_{\text{ФАКТ}} - U_0| / U_0 \cdot 100\%,$$

где δU – отклонение напряжения, %;

$U_{\text{ФАКТ}}$ – фактическое напряжение в сети, кВ;

U_0 – номинальное или согласованное (между энергоснабжающей организацией и абонентом) напряжение, кВ.

Для рассматриваемого вопроса взаимосвязи отклонения и потери напряжения в электросети очень важное значение имеют точки в электросети нормирования отклонения напряжения:

Выписка из ГОСТ 32144-2013 [9.19] п. 4.2.2

Установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

В электрической сети потребителя должны быть обеспечены условия, при которых отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не превышают установленных для них допустимых значений при выполнении требований настоящего стандарта к качеству электроэнергии в точке передачи электрической энергии.

ГОСТ 32144 не устанавливает отклонение напряжения в точках электросети, к которым непосредственно подключаются электроприемники, в отличие от предыдущих нормативных документов ГОСТ 13109 (редакции 1967, 1987 и 1997 гг.) и ОСТ №569 (1933 г.). Нормы ГОСТ 32144 можно использовать только для установления и контроля напряжения на границе балансовой принадлежности между электросетями энергоснабжающей организации и организацией заказчика проекта.

Допустимые отклонения напряжения в точках подключения осветительных приборов к электросети указаны в [9.15, 10.23, 10.25]

Выписка из СП 4.04.03-2023 [10.23] п.7.10.8

При расчете потерь напряжения в осветительных сетях ... учитывают, что:

а) снижение напряжения у наиболее удаленных ламп внутреннего рабочего освещения (для ЛГ — с ПРА (*ЭмПРА примечание автора*)) обеспечивает не более 2,5 % номинального напряжения ламп, а для аналогичных ламп аварийного освещения — не более 5 %;

Для небольших вспомогательных зданий, удаленных от источников питания или питаемых общими линиями с силовой нагрузкой, в исключительных случаях допускается снижение напряжения для ламп рабочего освещения не более 5 %, при этом при расчете освещения учитывают световой поток ламп, соответствующий сниженному напряжению.

Расчетные потери напряжения в сети определяют исходя из указанного снижения напряжения и, как правило, при номинальном напряжении на стороне высшего напряжения трансформатора, а также с учетом потери напряжения в трансформаторе.

Выписка из СП 4.04.01-2022 [10.25] п.6.3.1

Расчетное отклонение напряжения в нормальном режиме работы сети для светодиодных светильников принимается в соответствии с паспортными значениями, для светильников на других источниках света: до наиболее удаленных – не более 5 % номинального напряжения сети, для наименее удаленных – не более 2,5 %.

В соответствии с ГОСТ 29322 [9.3, приложение А] значения наименьшего используемого напряжения $U_{\text{ФАКТ. мин}}$, кВ, в точках, к которым должны быть присоединены электроприемники,

$$U_{\text{ФАКТ. мин}} = U_0 \text{ мин} (1 - \Delta U_{\text{доп}} / 100\%),$$

где $U_0 \text{ мин}$ – наименьшее напряжение в точке передачи электрической энергии, кВ; 0,207 кВ (0,23 – 10 % кВ) по [9.3, таблица А.1];

$\Delta U_{\text{доп}}$ – максимальные потери напряжения в электросети потребительской электроустановки, %; 3 % по ГОСТ Р 50571.5.52-2011/МЭК 60364-5-52:2009 [9.15, приложение Г] для осветительной установки низкого напряжения, питающейся непосредственно от общей системы электроснабжения;

$$U_{\text{ФАКТ. мин}} = 0,207 \cdot (1 - 3 / 100\%) = 0,201 \text{ кВ}.$$

Тогда допустимое отклонение напряжения в точках подключения осветительных приборов к электросети

$$\delta U = |0,201 - 0,23| / 0,23 \cdot 100\% = 13 \, \%.$$

Сравнение нескольких нормативных документов, введенных в действие в Республике Беларусь, показывает, что однозначного подхода к определению допустимого отклонения напряжения в осветительных сетях организаций не существует. В практике инженерной работы необходимо в таких случаях принимать решения на основе анализа имеющейся нормативной и/или справочной информации и учета процессов при эксплуатации осветительной установки, которые могут нарушить условия безопасности труда, перевозок и т.д. Проведем пример такого анализа для трех выше указанных допустимых отклонений напряжения в осветительных установках.

Значение допустимого отклонения напряжения не более минус 2,5 % для разрядных ламп с ЭмПРА регламентированное [10.23] встречается еще в первых изданиях Правил устройства электротехнических установок середины прошлого века [10.26, р. 28]. Такой уровень напряжения регламентировался для внутренних осветительных сетей производств, с некоторыми исключениями. Значение отклонения напряжения было обусловлено обеспечением нормированных значений освещенности при эксплуатации, а относительная жесткость показателя может быть объяснена пояснением Кнорринга Г.М. в справочнике [10.26, р. 28] от 1958г.: "требования в отношении уровней и колебаний напряжения основаны на расчетах и исследованиях, относящихся к установкам с лампами накаливания, но в данное время распространяются и на установки с газоразрядными источниками света".

Требования по допустимому отклонению напряжения не более минус 5,0 % появляются в нормативной документации, вероятно, путем унификации подходов к различным электросетям на основе впервые разработанного в 1967 г. полноценному стандарта по качеству электроэнергии ГОСТ 13109-67. Однако, с точки зрения соблюдения нормированных значений освещенности при отклонении напряжения для ламп накаливания и разрядных ламп высокого давления (ртутными, металлогалогенными, натриевыми) имеется наиболее близкая аналогичность статических характеристик (таблица 10.11).

Таблица 10.11 – Снижение светового потока источников света при отрицательном отклонении напряжения								
Отклонение напряжения, %	Световой поток от номинального, %, для источника света							
	ЛН	ЛЛ		ДРЛ	МГЛ	НЛВД	Светодиоды	
		ЭмПРА	ЭПРА	ЭмПРА			ЭмПРА	ЭПРА
-2,5	91	96	98	94	93	93	96	100
-5	83	93	95	88	86	87	93	100
-10	68	85	90	77	73	75	85	100
-13	60	–	87	–	–	–	81	100
Примечания. 1. ЛН – лампа накаливания, ЛЛ – люминесцентная лампа, ДРЛ – дуговая ртутная лампа с исправленной цветностью, МГЛ – металлогалогенная лампа, НЛВД – натриевая лампа высокого давления. 2. Прочерки проставлены в ячейках для строки отклонения напряжения, при котором не гарантировано зажигание разрядных ламп при включении								

Рассчитанное выше допустимое отклонение напряжения не более минус 13 % по действующим стандартам [9.3, 9.15, 9.19] не может быть использовано для осветительных приборов с разрядными лампами и ЭмПРА, так как нарушаются критерии их надежной работы – напряжение на жажимах, в том числе в аварийном режиме, должно составлять не менее 90 % [10.23, п. 7.10.10]. При более низких напряжениях не гарантировано зажигание разрядных ламп при включении.

Для светодиодных осветительных приборов с ЭмПРА отклонение напряжения в сети на минус 13 % уменьшит световой поток до 81 % от номинального, но не приведет к нарушению надежности работы. Большинство светодиодных осветительных приборов с ЭПРА имеют диапазон рабочих напряжений примерно от 176 В (минус 23 % от номинального напряжения) и стабилизированную характеристику потребляемой мощности и светового потока в этом диапазоне напряжений. Для этих осветительных приборов негативным последствием при изменении уровня напряжения в сети будет увеличение потребляемого тока практически пропорционально модулю отклонения напряжения.

Анализ показал, что наиболее рациональные требованиями по допустимому отклонению напряжения от номинального на жажимах "наиболее удаленных" (не всегда совпадает с пространственным удалением) осветительных приборов:

- для разрядных ламп с ЭмПРА – не более 5 %;
- для светодиодов с ЭмПРА – не более 10 %;
- для светодиодов и люминесцентных ламп с ЭПРА – не более 13 % при расчете по номинальным токам приборов (при расчете в соответствии с паспортными значениями по допустимым отклонениям напряжения свыше 13 % следует учитывать изменение тока осветительных приборов);
- при расчете освещения следует учитывать световой поток источников света, соответствующий снижению напряжению для наиболее удаленных осветительных приборов.

После определения допустимых отклонений напряжения в электросети для точек подключения (на жажимах) осветительных приборов можно оценить значения допустимой потери напряжения $\Delta U'_{\text{доп}}$, %, включая потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U'_{\text{доп}} = U_0/U_{\text{ВН}} (100 + E_T) - U_n/U_{\text{ИС}} (100 - \delta U_{\text{оп}}),$$

где $U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ

E_T – добавка напряжения трансформатором, %;

$\delta U_{\text{оп}}$ – модуль отрицательного отклонения напряжения на зажимах осветительных приборов наиболее удаленных от источника питания, %.

$$E_T = 100(U_{\text{НН}}/U_{\text{ИС}} - 1) - \omega_T,$$

где $U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора, кВ

ω_T – количество витков для соответствующего регулировочного ответвления трансформатора, %.

Упрощенный алгоритм определения величины E_T в трансформаторах 10(6)/0,4кВ подробно изложено в [10.27, п. 13.2], но авторы рассматривают только вариант трансформаторов с коэффициентом трансформации 10(6)/0,4кВ (фазное напряжение 0,23кВ) и номинальным напряжением сети 0,22 кВ. В этом варианте:

$$E_{T(220)} = 100(0,23/0,22 - 1) - \omega_T = 5 - \omega_T.$$

При номинальном напряжении сети 0,23 кВ (см. пояснение к термину "установленная мощность" в пункте 9.1):

$$E_{T(230)} = 100(0,23/0,23 - 1) - \omega_T = 0 - \omega_T.$$

Значения добавки напряжения трансформатором представлены в таблице 10.12

Таблица 10.12 – Значения добавки напряжения трансформатором 10(6)/0,4кВ

Номер ответвления ПБВ	Количество дополнительных витков ω_T , %	Коэффициент трансформации	Добавка напряжения E_T , %, при номинальном напряжении сети	
			0,22 кВ	0,23 кВ
1	5,0	26,250	0	-5,0
2	2,5	25,625	2,5	-2,5
3	0	25,000	5,0	0
4	-2,5	24,375	7,5	2,5
5	-5,0	23,750	10,0	5,0

Если номинальное напряжение сети $U_{\text{ИС}}$ и номинальное напряжение осветительного прибора U_n равны между собой, то выражение для расчета допустимой потери напряжения упрощается:

$$\Delta U'_{\text{доп}} = 100(U_0/U_{\text{ВН}} - 1) + U_0/U_{\text{ВН}} E_T + \delta U_{\text{оп}}.$$

Первое слагаемое выражения определяет различие между согласованным и номинальным напряжением сети на границе балансовой принадлежности.

Для организаций железнодорожного транспорта границы балансовой принадлежности обычно проходят в отходящей ячейке 10 (6) кВ подстанции 110/35/10(6) кВ энергоснабжающей организации или по вводным аппаратам в РУ-10 (6) кВ трансформаторных подстанций ТП-10(6)/0,4 кВ. Для упрощения дальнейшего рассмотрения вопроса допустимых потерь примем второй вариант, т.е. исключим из расчетов линию электропередачи от подстанции энергоснабжающей организации до ТП. Тогда допустимые потери в нормальном режиме работы электросети могут быть определены для расчетного напряжения на первичной обмотке трансформатора равно:

- номинальному напряжению обмотки высшего напряжения трансформатора [10.23, п. 7.10.8] (устройства регулирования напряжения энергоснабжающей организации в период наименьших нагрузок (ночное время) должны обеспечивать поддержание напряжение на шинах 6 – 20 кВ не выше 100 % номинального [9.14, п. 1.2.22,]);

$$\Delta U'_{\text{доп}} = E_T + \delta U_{\text{оп}},$$

- 90 % номинальному напряжению обмотки высшего напряжения трансформатора (номинального напряжения сети) в соответствии с допустимым отрицательным отклонением в точке передачи электроэнергии по ГОСТ 32144 [9.19]:

$$\Delta U''_{\text{доп}} = -10 + 0,9E_T + \delta U_{\text{оп}},$$

По последнему выражению видно, что при соблюдении энергоснабжающей организацией требований по качеству продаваемой электроэнергии обеспечение в электросети организации-потребителя необходимого уровня напряжения 0,95 номинального значения для разрядных ламп с ЭМПРА не всегда возможно (см. таблицу 10.13). В этом случае необходимо рассмотреть технические и организационные возможности повышения напряжения на границе балансовой принадлежности и расчеты проводить по допустимому отклонению от фактического значения согласованного напряжения U_0 .

Таблица 10.13 – Допустимые потери напряжения в осветительной электросети, включая потери в трансформаторе

Напряжение, кВ		ω_T , %	Допустимые потери напряжения, %, при допустимом отклонении напряжения на зажимах осветительных приборов			
номинальное сети	на ГБП ¹⁾		-2,5 %	-5,0 %	-10,0 %	-13 %
0,38/0,22	10 ²⁾	0	7,5	10	15	18
	9 ²⁾	0	–	–	4,5	7,5
		-5	1,5	4	9	12
0,4/0,23	10 ²⁾	0	2,5	5	10	13
		-5	7,5	10	15	18
	9 ²⁾	0	–	–	–	3
		-5	–	–	4,5	7,5

Примечания.

¹⁾ ГБП – граница балансовой принадлежности (передачи электроэнергии).

²⁾ 10 кВ – 100 % $U_{\text{ВН}}$, 9 кВ – 90 % $U_{\text{ВН}}$.

Потери напряжения в трансформаторе ΔU_T , % при равномерной синусоидальной нагрузке определяются по формуле [10.28, п. 2.10]:

$$\Delta U_T = \beta (u_{KA} \cos \varphi + u_{KP} \sin \varphi) + \beta^2 (u_{KP} \cos \varphi - u_{KA} \sin \varphi)^2 / 200,$$

или упрощенной формуле

$$\Delta U_T = \beta (u_{KA} \cos \varphi + u_{KP} \sin \varphi),$$

где β_T – коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

u_{KA} – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %;

u_{KP} – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %;

φ – угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки.

Мощность трансформаторов выбирается, как правило, по расчетной нагрузке электрической установки всего железнодорожного парка. При большой длине парка рекомендуется провести технико-экономическое сравнение установки одной централизованной ТП и нескольких децентрализованных ТП в горловинах парка. Так как мощность трансформаторов при децентрализации ТП значительно уменьшается, то целесообразно применять мачтовые МТП (столбовые СТП). При децентрализации трансформаторных мощностей, следует учесть, что доля осветительной нагрузки в общем коэффициенте загрузки трансформатора повышается и при его выборе необходимо учитывать несимметричные и несинусоидальные режимы. Рекомендации по выбору схемы соединения обмоток трансформаторов для такого случая аналогичны рекомендациям по условиям надежности действия защиты от однофазных замыканий в сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью.

Выписка из СП 4.04.03-2023 [10.23] п.6.2.1

По условиям надежности действия защиты от однофазных замыканий в сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью применяют трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда — зигзаг» при мощности до 250 кВА и со схемой «треугольник — звезда» — при мощности 400 кВА и более [10.23, п. 6.2.1].

Для масляных трансформаторах ТМГ-11 [10.29] и ТМГ-33 [10.30, 10.31] в таблицах 10.14 – 10.15 представлены потери напряжения с учетом выше указанных рекомендаций по применению схем соединения обмоток.

Таблица 10.14 – Потери напряжения в трансформаторах ТМГ-11								
Трансформатор	Коэффициент загрузки β	Потери напряжения ΔU_T , %, при коэффициенте мощности $\cos \varphi$ нагрузки						
		1	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
25кВА, 10/0,4кВ, У/ЗН-11	0,95	2,6	3,3	3,5	3,7	3,8	3,8	3,7
	0,9	2,5	3,2	3,4	3,5	3,6	3,6	3,5
	0,8	2,2	2,8	3,0	3,2	3,2	3,2	3,1
	0,7	1,9	2,5	2,6	2,8	2,8	2,8	2,7
	0,6	1,6	2,1	2,2	2,4	2,4	2,4	2,3
40кВА, 10/0,4кВ, У/ЗН-11	0,95	2,3	3,1	3,4	3,6	3,8	3,8	3,8
	0,9	2,2	3,0	3,2	3,5	3,6	3,6	3,6
	0,8	1,9	2,6	2,8	3,1	3,2	3,2	3,2
	0,7	1,7	2,3	2,5	2,7	2,8	2,8	2,8
	0,6	1,4	2,0	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4
100кВА, 10/0,4кВ, У/ЗН-11	0,95	2,2	3,3	3,7	4,1	4,3	4,4	4,5
	0,9	2,1	3,1	3,5	3,9	4,1	4,2	4,2
	0,8	1,9	2,8	3,1	3,4	3,6	3,7	3,8
	0,7	1,6	2,4	2,7	3,0	3,2	3,3	3,3
	0,6	1,4	2,1	2,3	2,6	2,7	2,8	2,8
160кВА, 10/0,4кВ, У/ЗН-11	0,95	1,8	3,0	3,4	3,9	4,2	4,3	4,4
	0,9	1,7	2,8	3,2	3,7	3,9	4,1	4,2
	0,8	1,5	2,5	2,8	3,3	3,5	3,6	3,7
	0,7	1,3	2,2	2,5	2,9	3,1	3,2	3,3
	0,6	1,1	1,9	2,1	2,4	2,6	2,7	2,8
250кВА, 10/0,4кВ, У/ЗН-11	0,95	0,9	1,6	1,8	2,0	2,2	2,3	2,3
	0,95	1,7	2,9	3,3	3,8	4,1	4,3	4,4
	0,9	1,6	2,7	3,1	3,6	3,9	4,1	4,2
	0,8	1,4	2,4	2,8	3,2	3,5	3,6	3,7
	0,7	1,2	2,1	2,4	2,8	3,0	3,2	3,3
400кВА, 10/0,4кВ, Д/УН-11	0,6	1,0	1,8	2,1	2,4	2,6	2,7	2,8
	0,95	1,4	2,6	3,0	3,5	3,9	4,1	4,2
	0,9	1,3	2,5	2,9	3,3	3,6	3,8	4,0
	0,8	1,2	2,2	2,5	3,0	3,2	3,4	3,5
	0,7	1,0	1,9	2,2	2,6	2,8	3,0	3,1
630кВА, 10/0,4кВ, Д/УН-11	0,6	0,9	1,6	1,9	2,2	2,4	2,6	2,6
	0,95	1,3	2,8	3,3	4,0	4,5	4,8	5,0
	0,9	1,2	2,6	3,1	3,8	4,2	4,5	4,7
	0,8	1,0	2,3	2,8	3,4	3,8	4,0	4,2
	0,7	0,9	2,0	2,4	2,9	3,3	3,5	3,7
	0,6	0,8	1,7	2,1	2,5	2,8	3,0	3,2
	0,5	0,6	1,4	1,7	2,1	2,3	2,5	2,6

Таблица 10.15 – Потери напряжения в трансформаторах ТМГ-33Х2К2 и ТМГ-33Х3К2

Трансформатор	Коэффициент загрузки β	Потери напряжения ΔU_T , %, при коэффициенте мощности $\cos \varphi$ нагрузки						
		1	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
63кВА, 10/0,4кВ, У/Зн-11	0,95	2,0	2,9	3,2	3,5	3,7	3,8	3,8
	0,9	1,9	2,7	3,0	3,3	3,5	3,6	3,6
	0,8	1,6	2,4	2,7	3,0	3,1	3,2	3,2
	0,7	1,4	2,1	2,3	2,6	2,7	2,8	2,8
	0,6	1,2	1,8	2,0	2,2	2,3	2,4	2,4
	0,5	1,0	1,5	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0
100кВА, 10/0,4кВ, У/Зн-11	0,95	1,6	2,7	3,1	3,6	3,9	4,1	4,2
	0,9	1,5	2,6	3,0	3,4	3,7	3,9	4,0
	0,8	1,3	2,3	2,6	3,1	3,3	3,5	3,6
	0,7	1,1	2,0	2,3	2,7	2,9	3,0	3,1
	0,6	1,0	1,7	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7
	0,5	0,8	1,4	1,6	1,9	2,1	2,2	2,2
160кВА, 10/0,4кВ, У/Зн-11	0,95	1,4	2,5	3,0	3,5	3,8	4,0	4,2
	0,9	1,3	2,4	2,8	3,3	3,6	3,8	4,0
	0,8	1,1	2,1	2,5	2,9	3,2	3,4	3,5
	0,7	1,0	1,9	2,2	2,6	2,8	3,0	3,1
	0,6	0,8	1,6	1,9	2,2	2,4	2,5	2,6
	0,5	0,7	1,3	1,6	1,8	2,0	2,1	2,2
250кВА, 10/0,4кВ, У/Зн-11	0,95	1,2	2,4	2,9	3,4	3,8	4,0	4,1
	0,9	1,1	2,3	2,7	3,2	3,6	3,8	3,9
	0,8	1,0	2,0	2,4	2,9	3,2	3,4	3,5
	0,7	0,9	1,8	2,1	2,5	2,8	2,9	3,0
	0,6	0,7	1,5	1,8	2,1	2,4	2,5	2,6
	0,5	0,6	1,3	1,5	1,8	2,0	2,1	2,2
400кВА, 10/0,4кВ, Д/Ун-11	0,95	1,1	2,3	2,8	3,3	3,7	3,9	4,1
	0,9	1,0	2,2	2,6	3,1	3,5	3,7	3,9
	0,8	0,9	1,9	2,3	2,8	3,1	3,3	3,5
	0,7	0,8	1,7	2,0	2,4	2,7	2,9	3,0
	0,6	0,7	1,4	1,7	2,1	2,3	2,5	2,6
	0,5	0,5	1,2	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2
630кВА, 10/0,4кВ, Д/Ун-11	0,95	1,1	2,6	3,2	3,9	4,4	4,7	4,9
	0,9	1,0	2,4	3,0	3,7	4,1	4,4	4,7
	0,8	0,9	2,2	2,7	3,3	3,7	4,0	4,2
	0,7	0,8	1,9	2,3	2,9	3,2	3,5	3,6
	0,6	0,6	1,6	2,0	2,4	2,7	3,0	3,1
	0,5	0,5	1,3	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6
1000кВА, 10/0,4кВ, Д/Ун-11	0,95	1,0	2,6	3,1	3,9	4,4	4,7	4,9
	0,9	1,0	2,4	3,0	3,7	4,1	4,4	4,7
	0,8	0,9	2,2	2,6	3,3	3,7	3,9	4,1
	0,7	0,7	1,9	2,3	2,8	3,2	3,4	3,6
	0,6	0,6	1,6	2,0	2,4	2,7	3,0	3,1
	0,5	0,5	1,3	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6

Допустимые потери напряжения в электрической цепи от трансформатора до наиболее удаленного осветительного прибора $\Delta U_{\text{доп}}$, %,

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп.с}} - \Delta U_{\text{т}}, \quad (10.12)$$

где $\Delta U_{\text{доп.с}}$ – допустимые потери напряжения в осветительной электросети, включая потери в трансформаторе, %; принимается по таблице 10.13 равным $\Delta U'_{\text{доп}}$ или $\Delta U''_{\text{доп}}$ в зависимости от технических условий на присоединение к электрическим сетям.

Потери напряжения в электрической цепи $\Delta U_{\text{л}}$, %, без учета ее реактивных сопротивлений (случаи допустимости такого расчета указаны в пояснении "Потеря напряжения, падение напряжения, отклонение напряжения" настоящего пункта) можно рассчитать по методу момента нагрузки:

- при однофазной нагрузке

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{M_{\text{LX}}}{C_1 F_{\Delta \text{UL}}}, \quad (10.13)$$

- при равномерной трехфазной синусоидальной нагрузке

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sum_{x=1}^3 M_{\text{LX}}}{C_3 F_{\Delta \text{UL}}}, \quad (10.14)$$

где M_{LX} – момент расчетной нагрузки фазы LX, кВт·м;

C_1, C_3 – коэффициент, зависящий от материала жил провода или кабеля и номинального напряжения, для однофазной и трехфазной сети соответственно;

$F_{\Delta \text{UL}}$ – сечение фазного проводника по допустимым потерям напряжения, мм².

Момент нагрузки фаз M_{LX} ($M_{\text{L1}}, M_{\text{L2}}, M_{\text{L3}}$), кВт·м

$$M_{\text{LX}} = K_{\text{L}} \sum_{i=1}^{G_{\text{LX}}} (P_{\text{pLXi}} L_{\text{LXi}}), \quad (10.15)$$

или для случая, когда мощности всех групп осветительных приборов одинаковы, а также одинаковы расстояния между всеми смежными жесткими поперечинами

$$M_{LX} = P_p L K_L \sum_{i=1}^{G_{LX}} A_{LXi}. \quad (10.16)$$

где P_{pLXi} – расчетная мощность i -го осветительного прибора или i -той группы осветительных приборов, подключенных к фазе LX (L1, L2, L3), кВт;

K_L – запас кабеля или провода на монтаж, подключение к электрическим аппаратам, "змейку" при прокладке в грунте, стрелу провеса, компенсаторы для соединительных муфт; при отсутствии точных данных по монтажной трассе рекомендуется принимать равным 1,1.

Пояснение к коэффициентам C_1 и C_3 в формулах (10.13) и (10.14)

Формула для расчета потерь напряжения ΔU , В, по методу момента нагрузок является преобразованной формулой упрощенной модели трехфазной линии электропередачи при исключении реактивного сопротивления

$$\Delta U = \frac{P}{U} R = \frac{P}{U} \rho \frac{L}{F} = \frac{1}{\gamma U} \frac{PL}{F} = \frac{1}{\gamma U} \frac{M}{F},$$

где ρ – удельное активное сопротивление материала проводника, Ом·мм²/м;

γ – удельная проводимость материала проводника, См·м/мм²;

L – длина проводника, м;

F – площадь поперечного сечения проводника, мм²;

M – момент нагрузки; Вт·м.

При проектировании удобнее использовать значение потерь напряжения в процентах от номинального напряжения сети, а нагрузку – в кВт, тогда:

$$\Delta U = \frac{1}{\gamma U} \frac{1000M}{F} \frac{100\%}{U} = \frac{10^5}{\gamma U^2} \frac{M}{F} = \frac{M}{C_3 F},$$

$$C_3 = \gamma U^2 / 10^5.$$

При однофазной нагрузке ток протекает по фазному и нулевому проводнику, т.е. в два раза увеличивается расстояние L , тогда формула для расчета коэффициента C_1 преобразуется к виду

$$C_1 = \gamma U^2 / (2 \cdot 10^5).$$

При расчетах потери напряжения удельную проводимость материала обычно принимают для средней эксплуатационной температуры проводника равной 35°C [10.32, п. 12.4]. Определить эту величину можно по формуле:

$$\gamma_{35} = \gamma_{20} / (1 + \alpha(t - 20)),$$

где γ_{20} – удельная проводимость материала проводника при температуре 20°C, См·м/мм²; с учетом снижения паспортного сечения жил за счет скрутки и удлинения в кабельном издании γ_{20} для меди принимается 53 См·м/мм², для алюминия – 32 См·м/мм² [10.32, п. 12.4];

α – температурный коэффициент; для меди и алюминия равен $0,004 \text{ K}^{-1}$;
 t – расчетная средняя температура эксплуатации кабельного изделия, $^{\circ}\text{C}$.

В таблице 10.16 приведены значения коэффициентов C_1 и C_3 для трехфазных и однофазных сетей.

Таблица 10.16 – Значения коэффициентов C для расчета сети по потере напряжения

Система сети и род тока	Номинальное напряжение, В	Коэффициент C	
		меди	алюминия
Трехфазная с нулевым рабочим проводником	380/220	72,2	43,6
	400/230	80,0	48,3
Трехфазная без нулевого рабочего проводника	220	24,2	14,6
	230	26,5	16,0
Однофазная переменного или двухпроводная постоянного тока	220	12,1	7,3
	230	13,2	8,0

Отношение коэффициентов C_3/C_1 при одинаковом напряжении питания осветительных приборов:

- для трехфазных сетей с нулевым рабочим проводником – 6;
- для трехфазных сетей без нулевого рабочего проводника – 2.

Для неравномерной трехфазной синусоидальной нагрузки в четырехпроводных линиях потери напряжения $\Delta U_{\text{Л}}$ определяются по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{\text{Л1}} = \frac{M_{\text{Л1}}}{2C_1 F_{\Delta\text{УЛ1}}} + \frac{M_{\text{Л1}} - 0,5(M'_{\text{Л2}} + M'_{\text{Л3}})}{2C_1 k_{\text{Н}} F_{\Delta\text{УЛ1}}}, \\ \Delta U_{\text{Л2}} = \frac{M_{\text{Л2}}}{2C_1 F_{\Delta\text{УЛ2}}} + \frac{M_{\text{Л2}} - 0,5(M'_{\text{Л1}} + M'_{\text{Л3}})}{2C_1 k_{\text{Н}} F_{\Delta\text{УЛ2}}}, \\ \Delta U_{\text{Л3}} = \frac{M_{\text{Л3}}}{2C_1 F_{\Delta\text{УЛ3}}} + \frac{M_{\text{Л3}} - 0,5(M'_{\text{Л1}} + M'_{\text{Л2}})}{2C_1 k_{\text{Н}} F_{\Delta\text{УЛ3}}}, \end{array} \right. \quad (10.17)$$

где $M'_{\text{Л1}}$, $M'_{\text{Л2}}$, $M'_{\text{Л3}}$ – приведенные моменты расчетной нагрузки фаз к координате подключения наиболее удаленной нагрузки расчетной фазы, кВт·м;

$k_{\text{Н}}$ – коэффициент сечения нулевого рабочего проводника;

$$k_{\text{Н}} = F_{\Delta\text{УН}} / F_{\Delta\text{УЛ}}, \quad (10.18)$$

где $F_{\Delta\text{УН}}$ – сечение нулевого рабочего проводника по допустимой потере напряжения, мм^2 ;

если $F_{\Delta UN} = F_{\Delta UL}$ $k_N = 1$,

если $F_{\Delta UN} = 0,5F_{\Delta UL}$ $k_N = 0,5$.

Приведенные моменты расчетной нагрузки M'_{L1} , M'_{L2} , M'_{L3} определяются по условиям:

- если координата наиболее удаленной нагрузки расчетной фазы больше координат нагрузки остальных двух фаз

$$M'_{LX} = M_{LX}, \quad (10.19)$$

- если координата наиболее удаленной нагрузки расчетной фазы меньше координаты нагрузки другой или других фаз

$$M'_{LX} = M_{LX} - K_L \sum_{i=1}^n (P_{pLXi} L_{X-Yi}), \quad (10.20)$$

где P_{pLXi} – i -тая расчетная нагрузка фазы X, которая удалена от источника питания дальше последней нагрузки расчетной фазы, кВт;

L_{X-Yi} – расстояние от координаты нагрузки P_{pLXi} до последней нагрузки расчетной фазы Y, м.

Вывод формулы Цейтлина (10.17) на основе графического представления векторов приведен в [9.7, п. 6-3], а аналитическим путем в [9.12, п. 5.3.3].

При применении этой формулы для расчета линий с распределенными однофазными нагрузками следует учитывать, что за точкой подключения последней нагрузки ток в отдельных фазах не протекает. Поясним это на примере. В электрическую сеть с симметричным трехфазным напряжением подключены три осветительных прибора с лампами накаливания одинаковой мощности на равном расстоянии друг от друга (см. рисунок 10.4).

Линия электропередачи выполнена кабелем АБВГ- 4х2.5.

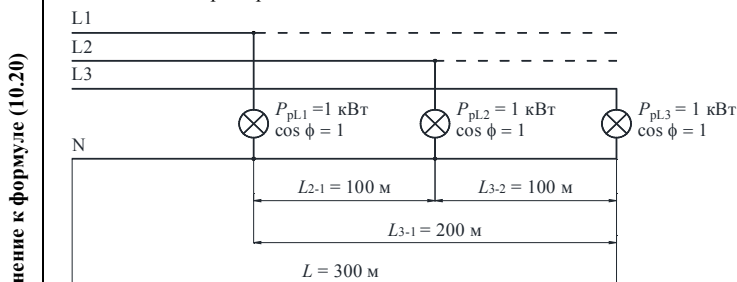


Рисунок 10.4 – Расчетная схема осветительной электросети
 (штриховой линией показаны проводники без тока)

Моменты нагрузок:

$$M_{L1} = P_{pL1} \cdot 100 = 1 \cdot 100 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$M_{L2} = P_{pL2} \cdot 200 = 1 \cdot 200 = 200 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$M_{L3} = P_{pL3} \cdot 300 = 1 \cdot 300 = 300 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Для варианта замены однофазных нагрузок на эквивалентную трехфазную потери напряжения составят (10.14):

$$\Delta U_L = \frac{M_{L1} + M_{L2} + M_{L3}}{C_3 F_{\Delta UL}} = \frac{100 + 200 + 300}{48,3 \cdot 2,5} = 4,97 \, \%.$$

Для варианта расчета однофазных распределенных нагрузок в трехфазной сети потери напряжения определим по формуле (10.17) при $M'_{LX} = M_{LX}$:

$$\begin{aligned} \Delta U_{L1} &= \frac{M_{L1}}{2C_1 F_{\Delta UL1}} + \frac{M_{L1} - 0,5(M'_{L2} + M'_{L3})}{2C_1 k_N F_{\Delta UL1}} = \\ &= \frac{100}{2 \cdot 8 \cdot 2,5} + \frac{100 - 0,5(200 + 300)}{2 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 2,5} = 2,5 + (-3,75) = -1,25 \, \%, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{L2} &= \frac{M_{L2}}{2C_1 F_{\Delta UL2}} + \frac{M_{L2} - 0,5(M'_{L1} + M'_{L3})}{2C_1 k_N F_{\Delta UL2}} = \\ &= \frac{200}{2 \cdot 8 \cdot 2,5} + \frac{200 - 0,5(100 + 300)}{2 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 2,5} = 5,0 + 0,0 = 5,0 \, \%, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{L3} &= \frac{M_{L3}}{2C_1 F_{\Delta UL3}} + \frac{M_{L3} - 0,5(M'_{L1} + M'_{L2})}{2C_1 k_N F_{\Delta UL3}} = \\ &= \frac{300}{2 \cdot 8 \cdot 2,5} + \frac{300 - 0,5(100 + 200)}{2 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 2,5} = 7,5 + 3,75 = 11,25 \, \%. \end{aligned}$$

Для варианта расчета однофазных распределенных нагрузок в трехфазной сети по формуле (10.17) при $M'_{LX} = M_{LX} - \sum_{i=1}^n (P_{pLXi} L_{X-Yi})$:
расчет ΔU_{L1}

$$M'_{L1} = M_{L1} - P_{pL1} L_{1-1} = 100 - 0 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$M'_{L2} = M_{L2} - P_{pL2} L_{2-1} = 200 - 1 \cdot 100 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$M'_{L3} = M_{L3} - P_{pL3} L_{3-1} = 300 - 1 \cdot 200 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$\Delta U_{L1} = \frac{100}{2 \cdot 8 \cdot 2,5} + \frac{100 - 0,5(100 + 100)}{2 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 2,5} = 2,5 + 0,0 = 2,5 \, \%,$$

расчет ΔU_{L2}

$$M'_{L1} = M_{L1} - P_{pL1} L_{1-2} = 100 - 0 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$M'_{L2} = M_{L2} - P_{pL2} L_{2-2} = 200 - 0 = 200 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$M'_{L3} = M_{L3} - P_{pL3} L_{3-2} = 300 - 1 \cdot 100 = 200 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$\Delta U_{L2} = \frac{200}{2 \cdot 8 \cdot 2,5} + \frac{200 - 0,5(100 + 200)}{2 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 2,5} = 5 + 1,25 = 6,25 \text{ \%}.$$

Расчет ΔU_{L3} совпадает с предыдущим, так как нагрузка P_{PL3} наиболее удаленная по координате от источника питания.

В формуле расчета потери напряжения при распределенных однофазных нагрузках первое слагаемое определяет потери в фазном проводнике, а второе – в нулевом рабочем проводнике. При расчете ΔU_{L1} ток в нулевом проводнике от точки подключения нагрузки P_{PL1} до точки N равен геометрической сумме фазных токов трех фаз, а так как модули этих токов равны между собой, то их геометрическая сумма равна нулю. Следовательно, первый расчет со значением потери напряжения в нулевом проводнике -3,75 % не верен. Во втором расчете значение потери напряжения в нулевом проводнике равно нулю, что достоверно отражает физический процесс.

Аналогичные выводы можно сделать по результату сравнения расчетов ΔU_{L2} . Потери напряжения в нулевом проводнике для нагрузки фазы L2 складываются из потерь на двух участках:

- от точки подключения нагрузки P_{PL2} до точки подключения нагрузки P_{PL1} ;
- от точки подключения нагрузки P_{PL1} до точки N.

Как указано выше на участке от точки подключения нагрузки P_{PL1} до точки N потери напряжения равны нулю.

На участке между точками подключения нагрузок P_{PL1} и P_{PL2} протекает два тока фаз L2 и L3, а их геометрическая сумма, приведенная к вектору напряжения фазы L2, составляет половину фазного тока. Так как в нулевом проводнике протекает ток, то потери напряжения будут иметь значение больше нуля, что подтверждает правильность второго расчета и некорректность первого.

В общем случае для расчета потери напряжения в трехфазной четырехпроводной линии электропередачи при распределенных однофазных нагрузках применение приведенных моментов по формуле (10.20) обязательно. Однако, при очень большом количестве нагрузок относительно небольшой мощности погрешность расчета без учета приведения моментов к последней нагрузке расчетной фазы будет не значительной.

Выше приведенный пример, также показывает, что при равенстве нагрузок в трех фазах потери напряжения в них не всегда равны.

Представим электрическую схему с равномерно распределенными однофазными нагрузками при порядке подключения L1-L2-L3-L3-L2-L1, в которой не только нагрузки по фазам равны, но и их моменты. Однако, приведенные моменты фаз различны, следовательно, потери напряжения для последней нагрузки в разных фазах также будут различаться.

При наличии в электросети нелинейных электроприемников в нулевом рабочем проводнике будет протекать ток гармонических составляющих, кратных трем. Для этого случая можно преобразовать формулы (10.14) и (10.17):

- при равномерной трехфазной несинусоидальной нагрузке в четырехпроводных линиях:

если $F_{\Delta UN} = F_{\Delta UL}$

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{\sum_{X=1}^3 M_{\text{LX}}}{C_3 F_{\Delta UL}} \sqrt{1 + 16k_{\text{I3}}^2}, \quad (10.21)$$

если $F_{\Delta UN} = 0,5F_{\Delta UL}$

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{\sum_{X=1}^3 M_{\text{LX}}}{C_3 F_{\Delta UL}} \sqrt{1 + 49k_{\text{I3}}^2}, \quad (10.22)$$

- при неравномерной трехфазной несинусоидальной нагрузке в четырехпроводных линиях:

если $F_{\Delta UN} = F_{\Delta UL}$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{\text{ЛЛ1}} = \frac{\sqrt{(4M_{\text{L1}} - M'_{\text{L2}} - M'_{\text{L3}})^2 + (2,67k_{\text{I3}}(M_{\text{L1}} + M'_{\text{L2}} + M'_{\text{L3}}))^2}}{4C_1 F_{\Delta UL1}}, \\ \Delta U_{\text{ЛЛ2}} = \frac{\sqrt{(4M_{\text{L2}} - M'_{\text{L1}} - M'_{\text{L3}})^2 + (2,67k_{\text{I3}}(M'_{\text{L1}} + M_{\text{L2}} + M'_{\text{L3}}))^2}}{4C_1 F_{\Delta UL2}}, \\ \Delta U_{\text{ЛЛ3}} = \frac{\sqrt{(4M_{\text{L3}} - M'_{\text{L1}} - M'_{\text{L2}})^2 + (2,67k_{\text{I3}}(M'_{\text{L1}} + M'_{\text{L2}} + M_{\text{L3}}))^2}}{4C_1 F_{\Delta UL3}}, \end{array} \right. \quad (10.23)$$

если $F_{\Delta UN} = 0,5F_{\Delta UL}$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{\text{ЛЛ1}} = \frac{\sqrt{(3M_{\text{L1}} - M'_{\text{L2}} - M'_{\text{L3}})^2 + (2,33k_{\text{I3}}(M_{\text{L1}} + M'_{\text{L2}} + M'_{\text{L3}}))^2}}{2C_1 F_{\Delta UL1}}, \\ \Delta U_{\text{ЛЛ2}} = \frac{\sqrt{(3M_{\text{L2}} - M'_{\text{L1}} - M'_{\text{L3}})^2 + (2,33k_{\text{I3}}(M'_{\text{L1}} + M_{\text{L2}} + M'_{\text{L3}}))^2}}{2C_1 F_{\Delta UL2}}, \\ \Delta U_{\text{ЛЛ3}} = \frac{\sqrt{(3M_{\text{L3}} - M'_{\text{L1}} - M'_{\text{L2}})^2 + (2,33k_{\text{I3}}(M'_{\text{L1}} + M'_{\text{L2}} + M_{\text{L3}}))^2}}{2C_1 F_{\Delta UL3}}, \end{array} \right. \quad (10.24)$$

Коэффициент k_{I3} в формулах (10.21)–(10.24) имеет размерность относительных единиц, т.е. значение этого коэффициента в процентах следует разделить на 100.

После расчета потери напряжения на отдельных участках линии электропередачи определяются наибольшие потери по сумме значений для всех участков:

$$\Delta U_{\Sigma} = \max \{ \Sigma \Delta U_{L1}, \Sigma \Delta U_{L2}, \Sigma \Delta U_{L3} \}. \quad (10.25)$$

Потери напряжения ΔU , %, в упрощенной модели четырехпроводной линии электропередачи без учета ее реактивных элементов и при наличии, только первой и третьей гармонической составляющих тока определяются

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{(I_1 R_{1L} \cos \varphi_1)^2 + (I_3 R_{3L} \cos \varphi_3 + 3 I_3 R_{3N} \cos \varphi_3)^2} / U \cdot 100\% = \\ &= \sqrt{(I_1 R_{1L} \cos \varphi_1)^2 + (k_{13} I_1 \cos \varphi_3 (R_{3L} + 3 R_{3N}))^2} / U \cdot 100\%. \end{aligned}$$

где R_{1L} , R_{3L} – активное сопротивление фазного проводника для тока первой и третьей гармонической составляющей соответственно, Ом.

R_{3N} – активное сопротивление нулевого рабочего проводника для тока третьей гармонической составляющей, Ом.

(!)Обратите внимание, что коэффициент k_{13} всегда в формулах подставляется в относительных единицах, а по тексту везде указывается в %.

Напомним, что гармонические составляющие тока кратные трем имеют одинаковое направление векторов во всех фазах, т.е. даже при симметричной нагрузке они алгебраически складываются в нулевом проводнике. Следовательно, потери напряжения при протекании третьей гармонической составляющей тока в нулевом проводнике определяются утроенным активным сопротивлением ($3R_{3N}$) этого проводника.

Примем допущения:

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_3,$$

$$R_{3L} = R_{1L}, \text{ (можно уточнить коэффициент)}$$

$$R_{3N} = R_{1N}, \text{ (можно уточнить коэффициент)}$$

$$\Delta U = \frac{100 I_1 R_{1L} \cos \varphi_1}{U} \sqrt{1 + ((1 + 3 R_{1N} / R_{1L}) k_{13})^2},$$

Как правило, фазные и нулевые рабочие проводники имеют одинаковый материал, тогда сделаем замену

$$R_{1L} / R_{1N} = F_{\Delta UN} / F_{\Delta UL} = k_N.$$

$$\Delta U = \frac{100 I_1 R_{1L} \cos \varphi_1}{U} \sqrt{1 + ((1 + 3 / k_N) k_{13})^2},$$

Примем еще одно допущение в расчете и заменим в выражении ток первой гармонической составляющей на действующее значение тока в фазном проводнике. Погрешность такой замены была оценена на рисунке 9.3 и может считаться допустимой до значений k_{13} примерно 45%.

Пояснение к формулам (10.21) – (10.24)

После указанной замены токов можно преобразовать выражение к виду аналогичному методу момента нагрузки

$$\Delta U = \frac{\sum_{x=1}^3 M_{Lx}}{C_3 F_{\Delta UL}} \sqrt{1 + (1 + 3/k_N)^2 k_{I3}^2},$$

Выше приведенные рассуждения можно применить и к формуле Цейтлина (10.17) преобразовав ее для расчета линий электропередачи при нелинейной нагрузке

$$\Delta U_{L1} = \sqrt{\left(\frac{M_{L1}}{2C_1 F_{\Delta UL}} + \frac{M_{L1} - 0,5(M'_{L2} + M'_{L3})}{2C_1 k_N F_{\Delta UL}} \right)^2 + \left(\frac{(1+3/k_N)k_{I3}M_N}{C_3 F_{\Delta UL}} \right)^2},$$

$$M_N = M_{L1} + M'_{L2} + M'_{L3}.$$

Преобразуем формулу путем замены C_3 на $6C_1$:

$$\Delta U_{L1} = \frac{1}{2C_1 F_{\Delta UL}} \sqrt{\left(M_{L1} + \frac{M_{L1} - 0,5(M'_{L2} + M'_{L3})}{k_N} \right)^2 + \left(\frac{(1+3/k_N)k_{I3}M_N}{3} \right)^2}.$$

Формулы для фаз L2 и L3 могут быть получены путем замены индексов по образцу формулы (10.17).

После подстановки коэффициента k_N равного 1 или 0,5 формулы для расчета потери напряжения в линиях электропередачи при нелинейной нагрузке упростятся до вида (10.21) – (10.24).

Момент нагрузки M_P , кВт·м, для наиболее удаленной пары осветительных приборов на жесткой поперечине предварительно (на этапе отсутствия чертежей конструкции жесткой поперечины с размещением оборудования) можно оценить по формулам:

- для варианта включения осветительных приборов в отдельных междупутях

$$M_P = 2P_y (Nm + (N+1) H_P) K_L, \quad (10.26)$$

- для варианта регулирования светового потока осветительных приборов

$$M_P = 2P_y (N+1) (0,5Nm + H_P) K_L, \quad (10.27)$$

где H_P – высота монтажа осветительных приборов над подключением магистральной линии электропередачи, м.

Пример 10.4А

Исходные данные по заданию А:

- расстояние между ригелями с осветительными приборами L равно 100 м;
- количество путей в парке $N - 5$;
- расстояние между осями смежных путей $m - 5,5$ м.

Высота монтажа осветительных приборов над подключением магистральной воздушной линии электропередачи H_p принимается равной нулю (СИП подключается в ЦО).

Схема порядка подключения групп осветительных приборов на жестких поперечинах к трехфазной магистральной линии согласно рисунку 9.4Пр.

Наиболее удаленные от трансформаторной подстанции осветительные приборы в левом плече парка подключены к фазе L1, в правом плече парка к фазе L3 (рисунок 9.4Пр). Так как порядок подключения симметричен, то проверку сечения проводников по допустимой потере напряжения достаточно провести для левого плеча парка.

Момент нагрузки M_p для наиболее удаленной пары осветительных приборов при возможности включения осветительных приборов в отдельных междупутьях определяется по формуле (10.26):

$$M_p = 2 \cdot 0,046 (5 \cdot 5,5 + (5 + 1) 0) 1,1 = 2,8 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Моменты нагрузки определяются по формулам (10.16), (10.19), (10.20) при коэффициентах кратности моментов по таблице 9.1Пр и расчетной мощности осветительных приборов на одной жесткой поперечине 0,55 кВт (таблица 9.6Пр). Результаты расчета моментов для фаз L1, L2, L3 левого плеча парка представлены в таблице 10.5Пр.

Таблица 10.5Пр – Результаты расчета приведенных моментов нагрузки

Фаза	Значение моментов нагрузки, кВт·м для координаты последнего подключения на фазе		
	L1 (ригель №1)	L2 (ригель №2)	L3 (ригель №3)
L1	$M_{ЛЛ1}=0,55 \cdot 100 \cdot 1,1 \cdot 4,5 = 272$	$M'_{ЛЛ1}=272 - 1,1 \cdot 0,55 \times x100 = 212$	$M'_{ЛЛ1}=272 - 1,1 \cdot 0,55 \times x200 = 151$
L2	$M'_{ЛЛ2}=M_{ЛЛ2}=0,55 \cdot 100 \times x1,1 \cdot 4 = 242$	$M_{ЛЛ2} = 242$	$M'_{ЛЛ2}=242 - 1,1 \cdot 0,55 \times x100 = 182$
L3	$M'_{ЛЛ3}=M_{ЛЛ3}=0,55 \cdot 100 \times x1,1 \cdot 4 = 242$	$M'_{ЛЛ3}=M_{ЛЛ3} = 242$	$M_{ЛЛ3} = 242$

Расстояние от шкафа ШНО до промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6 принимаем 200 м (*в курсовом проекте принимается самостоятельно студентом*), тогда моменты нагрузки на этом участке определяются по формуле (10.15) при установленной мощности осветительных приборов всего парка, которые подключены к фазе LX согласно таблице 9.6Пр:

$$M_{ΣL1} = 1,1 \cdot 1,65 \cdot 200 = 363 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{ΣL2} = 1,1 \cdot 2,2 \cdot 200 = 484 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{ΣL3} = 1,1 \cdot 1,65 \cdot 200 = 363 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

По данным таблиц 10.1Пр и 10.3Пр выбираем наибольшие сечения проводников для расчетов потерь напряжения. Результаты представлены в таблице 10.6Пр.

Таблица 10.6Пр – Сравнение сечений проводников проводов и кабелей по механической прочности, минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника и длительно допустимой токовой нагрузке

Линия электропередачи	Расчетные сечения, мм ²		
	по механической прочности	по допустимому току	наибольшее
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)			
Магистральная линия (СИП-4):			
- от ШНО до промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6	$F_{мΣЛ} = F_{зΣPEN} \geq 35$	$F_{дтΣЛ} = F_{дтΣPEN} = 16$	$F_{ΔУΣЛ} = F_{ΔУΣPEN} = 35$
- левого плеча парка	$F_{млЛ} = F_{зЛPEN} \geq 35$	$F_{дтлЛ} = F_{дтЛPEN} = 16$	$F_{ΔУлЛ} = F_{ΔУЛPEN} = 35$
- правого плеча парка	идентично левому плечу		
Групповая осветительная сеть (система TN-S)			
Групповая линия от щита ЩО до монтажной коробки подключения последней пары осветительных приборов (ВВГ-Пнг(А))	$F_{м2ОПЛ} = F_{м2ОПН} \geq 1,0$, предварительно принимаем $F_{2ОПЛ} \leq 16$, $F_{з2ОПРЕ} = F_{2ОПЛ} > 1.0$	$F_{дт2ОПЛ} = F_{дт2ОПН} = 1,5$	$F_{ΔУ2ОПЛ} = F_{ΔУ2ОПН} = 1,5$

Коэффициенты C_1 и C_3 определяются по таблице 10.16.

Потери напряжения в электрической цепи от щита ЩО до монтажной коробки подключения последней пары осветительных приборов определяются по формуле (10.13):

$$\Delta U_{2ОПЛ} = \frac{2,8}{13,2 \cdot 1,5} = 0,14 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в воздушной линии электропередачи от промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6 до щита ЩО наиболее удаленной жесткой поперечины подключенной к расчетной фазе определяются по формуле (10.23) (коэффициент k_{13} в формулы подставляется в относительных единицах):

$$\Delta U_{ЛЛ1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 272 - 242 - 242)^2 + (2,67 \cdot 0,15 (272 + 242 + 242))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 0,60 \text{ \%},$$

$$\Delta U_{ЛЛ2} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 242 - 212 - 242)^2 + (2,67 \cdot 0,15 (212 + 242 + 242))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 0,52 \text{ \%}.$$

$$\Delta U_{ЛЛ3} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 242 - 151 - 182)^2 + (2,67 \cdot 0,15 (151 + 182 + 242))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 0,60 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в воздушной линии электропередачи на участке от шкафа ШНО до промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6 определяются по формуле (10.23):

$$\Delta U_{ΣЛ1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 363 - 484 - 363)^2 + (2,67 \cdot 0,15 (363 + 484 + 363))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 0,69 \text{ \%}.$$

$$\Delta U_{\Sigma L2} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 484 - 363 - 363)^2 + (2,67 \cdot 0,15 (363 + 484 + 363))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 1,16 \, \%$$

$$\Delta U_{\Sigma L3} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 363 - 484 - 363)^2 + (2,67 \cdot 0,15 (363 + 484 + 363))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 0,69 \, \%$$

Суммарные потери от ШНО до монтажной коробки подключения последней пары осветительных приборов расчетной фазы:

$$\Sigma \Delta U_{L1} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ1} + \Delta U_{\Sigma L1} = 0,14 + 0,60 + 0,69 = 1,43 \, \%$$

$$\Sigma \Delta U_{L2} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ2} + \Delta U_{\Sigma L2} = 0,14 + 0,52 + 1,16 = 1,82 \, \%$$

$$\Sigma \Delta U_{L3} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ3} + \Delta U_{\Sigma L3} = 0,14 + 0,60 + 0,69 = 1,43 \, \%$$

$$\Delta U_L = \Sigma \Delta U_{L2} = 1,82 \, \%$$

На трансформаторной подстанции по заданию установлен трансформатор ТМГ-33ХЗК2, 160кВА, У/Зн-11. По таблице 10.15 для принятого коэффициента загрузки **0,95** и коэффициента мощности нагрузки **0,9** (*в курсовом проекте принимается студентом самостоятельно*) определяются потери напряжения в трансформаторе ΔU_T :

$$\Delta U_T = 3,0 \, \%$$

Расчетные потери напряжения в электросети от границы балансовой принадлежности до наиболее удаленного осветительного прибора составляют

$$\Delta U_L + \Delta U_T = 1,82 + 3,0 = 4,82 \, \%$$

По таблице 10.13 проверяем какому условию по допустимым потерям напряжения в осветительной электросети, включая потери в трансформаторе, соответствует значение расчетных потерь. При наихудшем условии для напряжения на границе балансовой принадлежности 9 кВ (-10 % номинального) и третьего номера ответвления ПБВ трансформатора (таблица 10.12) допустимые потери $\Delta U_{\text{доп.с}}$ составляют 3,0 %, т.е. ниже расчетных 4,82 %. При переключении ПБВ трансформатора на четвертый номер ответвления $\Delta U_{\text{доп.с}}$ увеличиваются до 5,25 % (среднее между третьим и пятым ответвлением по таблице 10.13), что выше расчетных.

При значении допустимых потерь напряжения 5,25 % наибольшее отрицательное отклонение напряжение на зажимах осветительных приборов составит -13% (таблица 10.13), т.е. 200 В, что соответствует рабочему диапазону напряжений от 176 до 264 В для осветительного прибора СОКр-5-120-02 [9.25].

Для обеспечения в осветительной электросети требуемого уровня напряжения на зажимах осветительных приборов необходимо провести дополнительное мероприятие по переключению ПБВ трансформатора на четвертый номер ответвления ПБВ.

Сечения проводников для дальнейшей разработки принимаются равными наибольшим значениям по таблице 10.6Пр.

Пример 10.4В

Исходные данные по заданию В:

- расстояние между ригелями с осветительными приборами L равно 100 м;
- количество путей в парке $N = 5$;
- расстояние между осями смежных путей $m = 5,5$ м.

Высота монтажа осветительных приборов над подключением магистральной кабельной линии электропередачи H_p принимается равной 12 м (расстояние от кабельного ящика до ЩО с учетом подключения).

Схема порядка подключения групп осветительных приборов на жестких поперечинах к трехфазной магистральной линии согласно рисунку 9.5Пр.

Наиболее удаленные от трансформаторной подстанции осветительные приборы в левом плече парка подключены к фазе L1, в правом плече парка к фазе L3 (рисунок 9.5Пр). Так как порядок подключения симметричен, а нагрузка ригеля №7 в левом плече парка имеет нулевой момент, то результаты расчета потери напряжения в двух плечах будут одинаковые и проверку сечения проводников достаточно провести для левого плеча парка.

Момент нагрузки M_p для наиболее удаленной пары осветительных приборов при возможности включения осветительных приборов в отдельных междупутьях определяется по формуле (10.27):

$$M_p = 2 \cdot 0,046 (5 + 1) (0,5 \cdot 5 \cdot 5,5 + 12) 1,1 = 15,6 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Моменты нагрузки определяются по формулам (10.16), (10.19), (10.20) при коэффициентах кратности моментов по таблице 9.3Пр и расчетной мощности осветительных приборов на одной жесткой поперечине 0,55 кВт (таблица 9.8Пр). Результаты расчета моментов для фаз L1, L2, L3 левого плеча парка представлены в таблице 10.7Пр.

Таблица 10.7Пр – Результаты расчета приведенных моментов нагрузки

Фаза	Значение моментов нагрузки, кВт·м для координаты последнего подключения на фазе		
	L1 (ригель №1)	L2 (ригель №2)	L3 (ригель №3)
L1	$M_{ЛЛ1}=0,55 \cdot 100 \cdot 1,1 \cdot 7 = 424$	$M'_{ЛЛ1}=424 - 1,1 \cdot 0,55 \times$ $\times 100 = 364$	$M'_{ЛЛ1}=424 - 1,1 \cdot 0,55 \times$ $\times 200 = 303$
L2	$M'_{ЛЛ2}=M_{ЛЛ2}=0,55 \cdot 100 \times$ $\times 1,1 \cdot 7 = 424$	$M_{ЛЛ2} = 424$	$M'_{ЛЛ2}=424 - 1,1 \cdot 0,55 \times$ $\times 100 = 364$
L3	$M'_{ЛЛ3}=M_{ЛЛ3}=0,55 \cdot 100 \times$ $\times 1,1 \cdot 7 = 424$	$M'_{ЛЛ3}=M_{ЛЛ3} = 424$	$M_{ЛЛ3} = 424$

Расстояние от шкафа ШНО до опоры жесткой поперечины №7 принимаем 200 м (в курсовом проекте принимается самостоятельно студентом), тогда моменты нагрузки на этом участке определяются по формуле (10.15) при установленной мощности осветительных приборов всего парка, которые подключены к фазе LX согласно таблице 9.8Пр:

$$M_{\Sigma L1} = 1,1 \cdot 2,75 \cdot 200 = 605 \text{ кВт}\cdot\text{м};$$

$$M_{\Sigma L2} = 1,1 \cdot 2,2 \cdot 200 = 484 \text{ кВт}\cdot\text{м};$$

$$M_{\Sigma L3} = 1,1 \cdot 2,2 \cdot 200 = 484 \text{ кВт}\cdot\text{м};$$

По данным таблиц 10.2Пр и 10.4Пр выбираем наибольшие сечения проводников для расчетов потерь напряжения. Результаты представлены в таблице 10.8Пр.

Таблица 10.8Пр – Сравнение сечений проводников проводов и кабелей по механической прочности, минимально допустимому сечению нулевого защитного проводника и длительно допустимой токовой нагрузке

Линия электропередачи	Расчетные сечения, мм ²		
	по механической прочности	по допустимому току	наибольшее
Распределительная осветительная сеть (система TN-C)			
Магистральная линия (АВБШв):			
- от ШНО до промежуточной опоры между жесткими поперечинами №5 и №6	$F_{мΣЛ}= F_{ΣСПЕН} \geq 16$	$F_{дтΣЛ}= F_{дтΣPEN} = 2,5$	$F_{ΔУΣЛ}= F_{ΔУΣPEN} = 16$
- левого плеча парка	$F_{млЛ}= F_{ΔЛPEN} \geq 16$	$F_{дтлЛ}= F_{дтЛPEN} = 2,5$	$F_{ΔУлЛ}= F_{ΔУЛPEN} = 16$
- правого плеча парка	идентично левому плечу		
Групповая осветительная сеть (система TN-S)			
Линии электропередачи от кабельного ящика до монтажной коробки подключения последней пары осветительных приборов (ВВГ-Пнг(А))	$F_{мPL}= F_{мPN} \geq 1,0$	$F_{дтPL}= F_{дтPN} = 1,5$	$F_{ΔУPL}= F_{ΔУPN} = 1,5$

Коэффициенты C_1 и C_3 определяются по таблице 10.16.

Потери напряжения в электрической цепи от кабельного ящика до монтажной коробки подключения последней пары осветительных приборов определяются по формуле (10.13):

$$\Delta U_{20пл} = \frac{15,6}{13,2 \cdot 1,5} = 0,79 \, \%.$$

Потери напряжения в линии электропередачи от опоры жесткой поперечины №7 до кабельного ящика наиболее удаленной жесткой поперечины подключенной к расчетной фазе определяются по формуле (10.23) (коэффициент k_{13} в формулы подставляется в относительных единицах):

$$\Delta U_{ЛЛ1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 424 - 424 - 424)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (424 + 424 + 424))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 16} = 2,74 \, \%,$$

$$\Delta U_{ЛЛ2} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 424 - 364 - 424)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (364 + 424 + 424))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 16} = 2,74 \, \%.$$

$$\Delta U_{ЛЛ3} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 424 - 303 - 364)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (303 + 364 + 424))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 16} = 2,75 \, \%.$$

Потери напряжения в фазах линии электропередачи на участке от шкафа ШНО до опоры жесткой поперечины №7 определяются по формуле (10.23):

$$\Delta U_{ΣЛ1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 605 - 484 - 484)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (605 + 484 + 484))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 16} = 3,92 \, \%.$$

$$\Delta U_{\Sigma L2} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 484 - 605 - 484)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (605 + 484 + 484))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 16} = 3,17 \, \%$$

$$\Delta U_{\Sigma L3} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 484 - 605 - 484)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (605 + 484 + 484))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 16} = 3,17 \, \%$$

Суммарные потери от ШНО до монтажной коробки подключения последней пары осветительных приборов расчетной фазы:

$$\Sigma \Delta U_{L1} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ1} + \Delta U_{\Sigma L1} = 0,79 + 2,74 + 3,92 = 7,45 \, \%,$$

$$\Sigma \Delta U_{L2} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ2} + \Delta U_{\Sigma L2} = 0,79 + 2,74 + 3,17 = 6,7 \, \%,$$

$$\Sigma \Delta U_{L3} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ3} + \Delta U_{\Sigma L3} = 0,79 + 2,75 + 3,17 = 6,71 \, \%,$$

$$\Delta U_L = \Sigma \Delta U_{L1} = 7,45 \, \%.$$

На трансформаторной подстанции по заданию установлен трансформатор ТМГ-33ХЗК2, 160кВА, У/Зн-11. По таблице 10.15 для принятого коэффициента загрузки **0,95** и коэффициента мощности нагрузки **0,9** *(в курсовом проекте принимается студентом самостоятельно)* определяются потери напряжения в трансформаторе ΔU_T :

$$\Delta U_T = 3,0 \, \%.$$

Расчетные потери напряжения в электросети от границы балансовой принадлежности до наиболее удаленного осветительного прибора составляют

$$\Delta U_L + \Delta U_T = 7,45 + 3,0 = 10,45 \, \%$$

По таблице 10.13 проверяем какому условию по допустимым потерям напряжения в осветительной электросети, включая потери в трансформаторе, соответствует значение расчетных потерь. При наихудшем условии для напряжения на границе балансовой принадлежности 9 кВ (-10 % номинального) и третьего номера ответвления ПБВ трансформатора (таблица 10.12) допустимые потери $\Delta U_{доп.с}$ составляют 3 %, т.е. значительно ниже расчетных. При переключении ПБВ трансформатора на пятый номер ответвления $\Delta U_{доп.с}$ увеличиваются до 7,5 %, что также ниже расчетных.

Вариант дополнительных мероприятий 1.

В данном случае необходимо увеличить сечение жил магистрального кабеля до 35 мм² (расчет при сечении 25 мм² показал неудовлетворительный результат). Увеличение сечения кабеля на жесткой поперечине не приведет к значимому улучшению результатов по причине низкого значения потерь примерно 10 % от суммарных.

Повторный расчет проведем для фазы L1, так как потери напряжения в ней наибольшие:

$$\Delta U_{ЛЛ1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 424 - 424 - 424)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (424 + 424 + 424))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 1,25 \, \%,$$

$$\Delta U_{\Sigma L1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 605 - 484 - 484)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (605 + 484 + 484))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 35} = 1,79 \, \%,$$

$$\Sigma \Delta U_{L1} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ1} + \Delta U_{\Sigma L1} = 0,79 + 1,25 + 1,79 = 3,83 \, \%,$$

$$\Delta U_L = \Sigma \Delta U_{L1} = 3,83 \%,$$

$$\Delta U_L + \Delta U_T = 3,83 + 3,0 = 6,83 \%.$$

Расчетное значение потерь напряжения менее 7,5 % удовлетворяет условию напряжения на границе балансовой принадлежности 9 кВ (-10 % номинального) и пятого номера ответвления ПБВ трансформатора (таблица 10.12). При таком значении допустимых потерь напряжения наибольшее отрицательное отклонение напряжения на зажимах осветительных приборов составит -15% (таблица 10.13), т.е. 200 В, что соответствует рабочему диапазону напряжений от 176 до 264 В для осветительного прибора СОКр-5-120-02 [9.25].

В качестве дополнительных мероприятий по обеспечению в осветительной электросети требуемого уровня напряжения на зажимах осветительных приборов применены:

- увеличение сечения жил кабеля магистральной линии электропередачи до 35 мм²;
 - переключение ПБВ трансформатора на пятый номер ответвления.
- Сечения проводников для дальнейшей разработки принимаются равными:

$$F_{\Delta U_{\Sigma L}} = F_{\Delta U_{\Sigma PEN}} = 35 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\Delta U_{PL}} = F_{\Delta U_{PN}} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

Вариант дополнительных мероприятий 2.

Для снижения потерь напряжения на наиболее загруженном участке линии электропередачи от шкафа ШНО до опоры жесткой поперечины №7 целесообразно разделить его на два отдельных кабеля. Каждый кабель питает отдельное плечо магистральной линии. По схеме 9,5Пр можно сделать анализ, что в левом плече парка потери напряжения будут больше, чем в правом. Это обусловлено большим числом подключенных групп осветительных приборов и их количеством не кратным трем. Расчеты потери напряжения достаточно провести для левого плеча парка.

Уточнение моментов нагрузок на участке линии электропередачи от шкафа ШНО до опоры жесткой поперечины №7 для левого плеча парка:

$$M_{\Sigma L1} = 1,1 \cdot 1,65 \cdot 200 = 363 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{\Sigma L2} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 200 = 242 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{\Sigma L3} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 200 = 242 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

Моменты нагрузки уменьшились примерно в 2 раза, следовательно потери напряжения на этом участке уменьшатся также примерно в 2 раза, т.е. на 2%. Суммарные потери напряжения составят ориентировочно 8,5 % (расчеты имеют большую погрешность и носят только оценочный характер для предварительного принятия решения), что больше допустимых 7,5 %. Следовательно в этом варианте дополнительно необходимо увеличить сечение жил магистрального кабеля до 25 мм².

Повторный расчет проведем для фазы L1, так как потери напряжения в ней наибольшие:

$$\Delta U_{\Sigma L1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 424 - 424 - 424)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (424 + 424 + 424))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 25} = 1,76 \%,$$

$$\Delta U_{\Sigma L1} = \frac{\sqrt{(4 \cdot 363 - 242 - 242)^2 + (2,67 \cdot 0,33 (363 + 242 + 242))^2}}{4 \cdot 8 \cdot 25} = 1,53 \%,$$

$$\Sigma \Delta U_{L1} = \Delta U_{20ПЛ} + \Delta U_{ЛЛ1} + \Delta U_{ЛЛЛ1} = 0,79 + 1,76 + 1,53 = 4,08 \%,$$

$$\Delta U_L = \Sigma \Delta U_{L1} = 4,08 \%,$$

$$\Delta U_L + \Delta U_T = 4,08 + 3,0 = 7,08 \%.$$

Расчетное значение потерь напряжения менее 7,5 % удовлетворяет условию напряжения на границе балансовой принадлежности 9 кВ (-10 % номинального) и пятого номера ответвления ПБВ трансформатора (таблица 10.12). При таком значении допустимых потерь напряжения наибольшее отрицательное отклонение напряжение на зажимах осветительных приборов составит -15% (таблица 10.13), т.е. 200 В, что соответствует рабочему диапазону напряжений от 176 до 264 В для осветительного прибора СОКр-5-120-02 [9.25].

В качестве дополнительных мероприятий по обеспечению в осветительной электросети требуемого уровня напряжения на зажимах осветительных приборов применены:

- увеличение сечения жил кабеля магистральной линии электропередачи до 25 мм²;
- прокладка двух кабелей от шкафа ШНО до опоры жесткой поперечины №7 для питания по отдельности магистральной линии каждого плеча парка;
- переключение ПБВ трансформатора на пятый номер ответвления.

Сечения проводников для дальнейшей разработки принимаются равными:

$$F_{\Delta U \Sigma L} = F_{\Delta U \Sigma PEN} = 25 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\Delta U PL} = F_{\Delta U PN} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

В рассматриваемом случае из-за изменений условий прокладки с одиночной на групповую кабеля от шкафа ШНО до кабельного ящика на жесткой поперечине №7 повторная проверка сечения жил по длительной токовой нагрузке не требуется. Принятое сечение кабеля 25 мм² в 10 раз больше требуемого по длительно допустимой токовой нагрузке (таблица 10.8Пр).

Сравнение вариантов дополнительных мероприятий.

При проектировании реального железнодорожного парка целесообразно сделать технико-экономическое обоснование выбора варианта.

В курсовом проекте достаточным обоснованием выбора можно принять сравнение по расходу проводникового материала (алюминия). Во втором варианте расход алюминия в жилах кабелей от шкафа ШНО до всех кабельных ящиков жестких поперечин на 18 % меньше, чем в первом варианте. Следовательно, рационально применение второго варианта дополнительных мероприятий по обеспечению в осветительной электросети требуемого уровня напряжения на зажимах осветительных приборов.

Список использованных источников

9.3 ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные [Текст] – С Изм. 1. – Взамен ГОСТ29322-92; введ. 01.06.2017

9.7 Кнорринг, Г. М. Осветительные установки / Г. М. Кнорринг – Л.: Энергоиздат. Ленинград. отд-ние, 1981. – 288 с., ил.

9.5 Козловская, В. Б. Электрическое освещение: учебник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск: Техноперспектива, 201, – 543 с, [12] л, цв. ил.

9.11 Сибикин, Ю. Д. Основы электроснабжения объектов : учебное пособие / Ю. Д. Сибикин – Изд. 3-е, стер. – М.; Берлин: Директ-Медиа, 2020. – 328 с.

9.12 Будзко, И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник / И. А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 356 с.: ил.

9.14 Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 648 с.: с ил.

9.15 ГОСТ Р 50571.5.52-2011/МЭК 60364-5-52:2009 Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки. [Текст] – Взамен ГОСТ Р 50571.15-97 (МЭК 6064-5-52-93); введ. 13.12.2011.

9.16 СН 4.04.01-2019 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий [Текст] – С Изм. №1 – С отменой ТКП 45-4.04-326-2018 (33020); введ. 29.11.2019.

9.19 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (EN 50160:2010, NEQ) [Текст] – Взамен ГОСТ 13109-97; введ. 01.04.2016.

9.25 Светодиодный осветительный комплекс серии "СОКр-5-02". Паспорт / ООО "ДОЛОМАНТ-Т". – 4с.

10.1 ГОСТ 15845-2024 Изделия кабельные. Термины и определения [Текст] – Взамен. ГОСТ 15845-80, введ. 29.03.2024.

10.2 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды [Текст] – С Изм. №1, изм. №2, изм. №3, изм. №4, изм. №5 – Введ. 01.01.1971.

10.3 СТП БЧ 55.392-2018 Требования по заземлению конструкций, устройств объектов инфраструктуры и других сооружений на электрифицированных участках дороги [Текст] – С отменой Инструкции по заземлению устройств электроснабжения на

электрифицированных участках дороги № БЧ Э 008-96, введ. 29.12.2018.

10.4 СТП БЧ 55.338-2016 Правила устройства и технической эксплуатации контактной сети электрифицированных участков Белорусской железной дороги [Текст] – С Изм. № 1, изм. №2, изм. №3. – Введ. 27.05.2016

10.5 Правила устройства и технической эксплуатации контактной сети электрифицированных железных дорог (ЦЭ-868). Департамент электрификации и электроснабжения Министерства путей сообщения Российской Федерации [Текст] – М., «ТРАНСИЗДАТ», 2002 г. – 184 С.

10.6 Каталог продукции. Кабеленесущие системы. электроустановочные изделия. Модульные щитки. Молниезащита и заземление. промышленные разъемы : [пром. кат.] ДКС. – [Б. м. : б. и., б. г.]. – 1250 с. : цв. ил.

10.7 Кабеленесущая продукция и аксессуары : [пром. кат./ ГР] Промрукав. – [Б. м. : б. и., б. г.]. – 44 с. : цв. ил.

10.8 Профессиональные кабельные системы : [пром. кат.] Экопласт. – [Б. м. : б. и., 2023]. – 293 с. : цв. ил.

10.9 ГОСТ Р МЭК 61386.1-2014 Трубные системы для прокладки кабелей. Часть 1. Общие требования [Текст] – Введ. 15.04.2014.

10.10 ГОСТ 28779-90 Материалы электроизоляционные твердые. Методы определения воспламеняемости под воздействием источника зажигания [Текст] – Введ. 17.12.1992.

10.11 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности [Текст] – Введ. 01.09.2013.

10.12 ГОСТ 31996-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия [Текст] – Введ.

10.13 ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний [Текст] – Взамен ТКП 339-2011 (02230); введ. 20.12.2022.

10.14 ТКП 641-2019 (33240) Линии электропередачи воздушные. Ветровые воздействия, гололедные нагрузки и ветровые воздействия при гололеде [Электронный ресурс] – Введ. 01.02.2020 – URL: <https://energodoc.by/document/view?id=3503> (дата обращения : 28.12.2024).

10.15 ГОСТ 16442-80 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия [Текст] – С изм. №1, изм. №2, изм. №3, изм. №4, изм. №5 – Введ. 01.01.1982.

10.16 ГОСТ Р 60287-1-1-2009 Кабели электрические. Расчёт номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчёта номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчёт потерь. Общие положения [Текст] – Введ. 01.01.2010.

10.17 Профессионально об актуальном: Применение государственных стандартов Республики Беларусь [Электронный ресурс]/ Д. М. Буга, Национальный центр правовой информации Республики Беларусь // Режим доступа: <https://pravo.by/novosti/novosti-pravo-by/2020/september/54906/> – Дата доступа : 20.12.2024.

10.18 Технический регламент Таможенного союза. О безопасности низковольтного оборудования : ТР ТС 004/2011 [Электронный ресурс] : срок действия с 16.08.2011 – URL <https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/269/TR-TS-Downvolt.pdf> (дата обращения : 20.12.2024).

10.19 О перечне международных и региональных (межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования" (ТР ТС 004/2011), и перечне международных и региональных межгосударственных) стандартов, а в случае их отсутствия – национальных (государственных) стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований технического регламента Таможенного союза "О безопасности низковольтного оборудования" (ТР ТС 004/2011) и осуществления оценки соответствия объектов технического регулирования : решение Коллегии Евраз. экон. комис. от 11 мая 2023 г. № 55 – https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01439659/err_12052023_55 (дата обращения : 20.12.2024).

10.20 ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия [Текст] – С изм. №1. – Введ. 01.01.2016.

10.21 СНБ 2.04.02-2000 Строительная климатология [Текст] – С изм. №1 – С отменой в Республике Беларусь СНИП 2.01.01-82 в части требований строительной климатологии; введ.01.07.2001.

10.22 Тульчин, И. К. Электрические сети жилых и общественных зданий / И.К. Тульчин, Г.И. Нудлер – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 304 с., ил.

10.23 СП 4.04.03-2023 Силовое и осветительное электрооборудование промышленных предприятий [Текст] – С отменой ТКП 45-4-04-296-2014 (02250); введ. 15.05.2023

10.24 СН 357-77 Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий [Текст] – Взамен СН 203-62, СН 357-66; введ. 25.03.1977.

10.25 СП 4.04.01-2022 Наружное освещение городов, поселков и сельских населенных пунктов [Текст] – С отменой ТКП 45-4.04-287-2013 (02250), введ. 10.02.2023

10.26 Кнорринг, Г. М. Проектирование осветительных установок / Г.М. Кнорринг. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1958. – 268 с.

10.27 Радкевич, В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. – 589 с.

10.28 Копылов, И. П. Электрические машины : учебник для Вузов / И.П. Копылов. – 2-е изд., перераб. – М.: Высш. шк.; Логос; 2000. – 607 с.

10.29 Трансформаторы ТМГ11 [Электронный ресурс] Минский электротехнический завод имени В. И. Козлова. – URL: <https://metz.by/wp-content/uploads/2023/05/TMG11.pdf> (дата обращения : 28.12.2024).

10.30 Трансформаторы ТМГ33 класса энергосбережения Х2К2 [Электронный ресурс] Минский электротехнический завод имени В. И. Козлова – URL: <https://metz.by/wp-content/uploads/2024/02/TMG33X2K2.pdf> (дата обращения : 28.12.2024).

10.31 Трансформаторы ТМГ33 класса энергосбережения Х3К2 [Электронный ресурс] Минский электротехнический завод имени В. И. Козлова – URL: <https://metz.by/wp-content/uploads/2024/01/TMG33X3K2.pdf> (дата обращения : 28.12.2024).

10.32 Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг, И. М. Фадин, В. Н. Сидоров – 2-е изд., перераб. и доп. – Спб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1992. – 448 с.: ил.