

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ И ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

(Схемы высокого напряжения)

В. И. Бочаров

Внедрение комплексной механизации и автоматизации горных работ не может быть эффективным без наличия надежных и экономически целесообразных схем электроснабжения шахтных электроприемников. До настоящего времени надежность схем оценивалась на основе общих соображений и опыта проектировщика. Такое субъективное решение нередко приводило или к излишнему резервированию и усложнению схемы, или к снижению надежности электроснабжения. Обобщение опыта эксплуатации за прошлые годы с применением теории вероятностей и математической статистики позволили в настоящее время разработать научно обоснованные методы оценки надежности и построения систем электроснабжения угольных шахт. Предлагаемые автором методы основаны на вычислении: 1) вероятности перерыва электроснабжения шахтных электроприемников; 2) математического ожидания убытков; 3) вероятностей аварий из-за перерыва электроснабжения электроприемников первой категории.

В основу методов положены теоремы и методы математической статистики и теории вероятностей, а в основу исследования — *возможный путь протекания тока с учетом расчетных параметров схемы и надежности работы релейной защиты*. Предлагаемые автором методы предусматривают не только оценку надежности, но и методику построения систем электроснабжения глубоких угольных шахт.

1. Метод оценки надежности и построения схем электроснабжения на поверхности шахты

На поверхности угольной шахты устанавливаются наиболее мощные шахтные электроприемники: главные вентиляторные, подъемные, компрессорные и другие установки. Для угольных шахт такие электроприемники могут достигать 80% от всей установленной мощности шахты.

Большая часть электроприемников, расположенных на поверхности, относится к потребителям первой категории. Перерыв в их электроснабжении (главных вентиляторных, главных водоотливных установок и установок людского подъема) может вызвать аварию. Назовем эту группу электроприемников группой А.

Перерыв питания других электроприемников первой категории (грузового подъема, компрессорной установки, котельной и др.) может вызвать существенный материальный убыток. Назовем эту группу электроприемников группой В.

В соответствии с действующими правилами и нормами для электрообеспечения электроприемников первой категории необходимо предусматривать прокладку резервных линий. Но до сих пор оставался неясным вопрос, каким критерием необходимо руководствоваться при выборе дополнительной резервной линии. Как известно [1], при определении минимальной величины электроэнергии искры, способной вызвать взрыв метанопыльной среды, В. С. Кравченко за безопасную вероятность взрыва принял $P_6 = 10^{-5}$ (минимальная величина энергии при этом $A_{\min} = 1$ мдж. МакНИИ при определении скорости опережающего отключения определил, что безопасная вероятность, при которой не происходит взрыва, $P_6 = 10^{-5}$.

Во Франции за минимальную электроэнергию искры, способной вызвать взрыв метанопыльной среды, принято считать $A_{\min} = 0,02$ дж, т. е. безопасная вероятность значительно больше, чем в СССР.

На основании опыта МакНИИ и исследований В. С. Кравченко целесообразно в качестве критерия бесперебойности электроснабжения шахтных электроприемников первой категории принять $P_6 = 10^{-5}$. Такое нововведение в оценке надежности электроснабжения позволяет иметь определенный предел точности гарантии бесперебойного электроснабжения.

Таким образом, электроснабжение электроприемников первой категории группы А будет надежным, если вероятность оставшейся в работе рабочей линии при отключении резервной будет меньше или равна безопасной вероятности

$$rP(l) \frac{t}{8760} < P_6 = 1 \cdot 10^{-5}, \quad (1)$$

где $P(l)$ — вероятность повреждения одной из кабельных линий;

t — время ремонта второй кабельной линии, ч;

r — коэффициент зависимости изменения вероятности повреждения от протяженности кабельной линии;

8760 — число часов в году.

Каждая из кабельных линий, по которой подается электроэнергия к электроприемнику первой категории, должна быть рассчитана на 100% нагрузки. В противном случае кабельные линии не смогут взаиморезервировать друг друга и при выходе из работы одной из них другая не сможет длительно передавать электроэнергию. В результате электроснабжение нарушится. Перерыв электроснабжения электроприемников первой категории группы В связан только с существенными материальными убытками, поэтому критерий надежности электроснабжения в таком случае целесообразно определять как математическое ожидание убытка. С экономической точки зрения для электроприемников этой группы можно предусматривать резерв, если математическое ожидание убытка будет больше стоимости резервной кабельной линии,

$$M(C_{y6}) > C_p, \quad (2)$$

где $M(C_{y6})$ — математическое ожидание убытка, руб/год;

C_p — стоимость резервной линии, руб/год.

Рекомендуемый критерий (с экономической точки зрения) позволяет объективно решить вопрос резервирования, который до сего

времени оставался дискуссионным. Математическое ожидание убытка можно определить как произведение вероятности повреждения кабельной линии на производительность шахты и время ремонта

$$M(C_{yb}) = \frac{k_{yч}}{100} QaP(l)rt', \quad (3)$$

где $k_{yч}$ — доля участия электроприемника в общешахтной добыче угля, %;

Q — годовая производительность шахты, $m/год$;

a — стоимость 1 m угля, $руб/m$;

t' — время ликвидации аварии, доли года.

Разделив все шахтные электроприемники на группы по степени ответственности их электроснабжения, необходимо произвести электрический расчет и выбрать соответственные параметры кабельных линий.

Для электроприемников первой категории группы А предусматривается вторая резервная линия и определяется оценка надежности по условиям бесперебойности электроснабжения [формула (1)], затем по условиям математического ожидания убытка [формула (3)]. Если оба условия удовлетворяют требованиям эксплуатации, то ограничиваются двумя кабельными линиями.

Для электроприемников первой категории группы В надежность схемы достаточно проверить только по технико-экономическим условиям [формулы (2) и (3)]. Для всех других шахтных электроприемников второй и третьей категорий достаточно произвести электрический расчет и проверку надежности по условию математического ожидания убытка.

2. Метод определения числа и степени резервирования шахтных силовых трансформаторов

Определение числа и мощности шахтных силовых трансформаторов, устанавливаемых на участковых подстанциях шахты, осуществляется по общепринятым методам и не вызывает особых трудностей. Методы выбора числа и степени резервирования силовых трансформаторов, устанавливаемых на главной шахтной подстанции (ШПП), весьма спорны [1]. В соответствии с ранее действовавшим приказом МУП СССР за № 270 от 31 мая 1952 г. при выборе числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на ШПП, необходимо, чтобы при выходе одного из трансформаторов другие могли бы длительно пропускать 75% максимальной нагрузки.

В соответствии с новыми положениями проектирования (разработанными бывш. МУП УССР в 1956 г.), необходимо, чтобы при выходе из работы одного из трансформаторов другие (или второй) могли бы пропускать 100% расчетной нагрузки. Как показали расчеты (рис. 1), такие рекомендации часто приводят к неоправданному резервированию.

Очевидно, что при выборе числа и мощности трансформаторов необходимо исходить из двух факторов: 1) условий безопасности электроснабжения; 2) технико-экономических условий.

За критерий безопасности электроснабжения целесообразно принять аварийную вероятность перерыва электроснабжения. Она должна быть меньше безопасной вероятности, которую, как указано выше, целесообразно принять равной $P_0 = 10^{-5}$.

С точки зрения безопасности необходимо, чтобы аварийная вероятность перерыва электроснабжения

$$P_{ав} = P^{n-1}(T) \frac{t_{рем}}{8760} \leq P_0 = 10^{-5}, \quad (4)$$

где $P^{n-1}(T)$ — вероятность повреждения оставшихся в работе $(n-1)$ трансформаторов;
 n — число рабочих трансформаторов;
 $t_{\text{рем}}$ — время ремонта поврежденного трансформатора, ч.

Неравенство (4) справедливо только для тех случаев, когда каждый из n трансформаторов может длительно пропускать аварийную нагрузку. По данным П. Г. Грудинского, вероятность повреждения

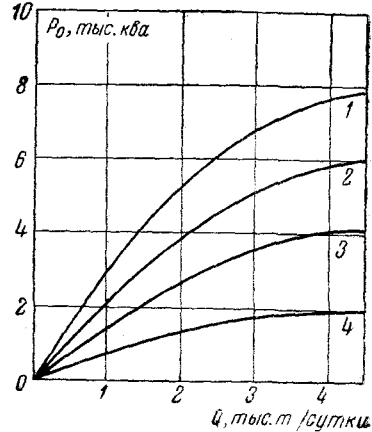


Рис. 1. Зависимость дополнительной мощности от производительности шахты, коэффициента резервирования и коэффициента аварийной нагрузки (графическое решение формулы (8), для $\cos \varphi = 0,9$): 1 — $k_{ав} = 0,2$; $k_р = 1$; 2 — $k_{ав} = 0,2$; $k_р = 0,9$; $k_{ав} = 0,4$; $k_р = 1$; 3 — $k_{ав} = 0,2$; $k_р = 0,8$; $k_{ав} = 0,4$; $k_р = 0,9$; $k_{ав} = 0,6$; $k_р = 1$; 4 — $k_{ав} = 0,2$; $k_р = 0,7$; $k_{ав} = 0,4$; $k_р = 0,8$; $k_{ав} = 0,6$; $k_р = 0,9$; $k_{ав} = 0,8$; $k_р = 1$

силового трансформатора при напряжении 35 кВ равна $P_{35} = 0,02 \text{ авар/год}$ [2].

По собранным нами материалам аварийной статистики (см. таблицу) вероятность повреждения шахтных силовых трансформаторов на напряжении $U_n = 6 \text{ кВ}$ равна $P_6(T) = 0,0073 \text{ авар/год}$. По данным опросов (произведенных на шахтах Донбасса в 1956 г.), вероятность повреждения силовых трансформаторов на напряжении $U_n = 35 \text{ кВ}$ равна $P_{35}(T) = 0,008 \div 0,015 \text{ авар/год}$.

Таблица

Показатели поврежденности по подземным сетям высокого напряжения (3—6 кВ) по данным практики

Наименование	Число единиц	Число аварий в год	Продолжительность ремонта, ч.
Силовые трансформаторы:			
3/0,4 кВ, 6/0,4 кВ	1 шт.	0,0082	3,5
35/6 кВ	1 шт.	0,008—0,015	
Взрывобезопасные распределительные ячейки (3—6 кВ)	1 шт.	0,0085	3
Силовые кабели (3—6 кВ), проложенные:			
по вертикальному шахтному стволу	1 км	0,037	7
по главным транспортным выработкам	1 км	0,076	3,2
по подготовительным выработкам	1 км	0,114	3,5
на поверхности шахты	1 км	0,02—0,03	
Кабельные муфты	1 шт.	0,023	2,5
Релейная защита на участковой подстанции	1 шт.	0,2 + 0,5*	—
Всего аварий по одной шахте	—	2,4	—

* Число случаев неправильного срабатывания релейной защиты.

Таким образом, условие бесперебойности электроснабжения может быть выполнено [формула (4)] только при $t_{\text{рем}} = 6 \div 9$ ч. Как показала практика, время ремонта поврежденного трансформатора может исчисляться от нескольких часов до нескольких суток. Вероятность повреждения трансформаторов зависит как от культуры эксплуатации, так и от ряда других факторов (например, совершенства типов трансформаторов и релейной защиты).

Однако и при достаточно высокой культуре эксплуатации силовых трансформаторов необходимы систематические профилактические ремонты, которые могут продолжаться в течение нескольких часов. Поэтому с точки зрения безопасности целесообразно предусмотреть третий трансформатор, который может храниться на складе. Тогда время ремонта будет равно времени замены поврежденного трансформатора трансформатором, хранящимся на складе, т. е. будут предусмотрены такие же меры, как и для главной водоотливной установки шахты. Для полноты решения вопроса выбора числа трансформаторов рассмотрим вопрос выбора степени резервирования трансформаторов по технико-экономическим показателям.

С экономической точки зрения дополнительное резервирование (выбранного по электрическим расчетам трансформатора) целесообразно осуществлять в том случае, если математическое ожидание убытка будет больше дополнительной стоимости резервирования, т. е.

$$M(C_{\text{уб}}) > C_{\text{доп}}, \quad (5)$$

где $C_{\text{доп}}$ — затраты на дополнительное резервирование, руб/год.

Математическое ожидание убытка

$$M(C_{\text{уб}}) = Qk_{\text{ст. п}} a P^{n-1} (T) \frac{t_{\text{рем}}}{8760}, \quad (6)$$

где $k_{\text{ст. п}}$ — коэффициент степени резервирования.

Коэффициент степени резервирования учитывает степень резервирования электроагрузки, активно участвующей в добыче угля,

$$k_{\text{ст. п}} = \frac{1 - k_{\text{п}} k_{\text{пер}}}{1 - k_{\text{ав}}}, \quad (7)$$

где $k_{\text{п}}$ — коэффициент, учитывающий процент резервирования всей расчетной мощности шахтных электроприемников;

$k_{\text{пер}}$ — коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в аварийном режиме;

$k_{\text{ав}}$ — коэффициент, учитывающий процент содержания электроприемников первой категории группы А.

Затраты на дополнительную установленную мощность

$$C_{\text{доп}} = n' (a_1 \Delta P + \Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} \beta + k_{\text{доп}}), \quad (8)$$

где n' — число дополнительно устанавливаемых трансформаторов;

a_1 — годовая стоимость 1 кВа устанавливаемой мощности, руб/кВа;

ΔP — дополнительная устанавливаемая мощность, кВа;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}}$ — потери электроэнергии в трансформаторе, кВт-ч;

β — стоимость потерянной электроэнергии, руб/кВт-ч;

$k_{\text{доп}}$ — дополнительные годовые расходы, руб.

Если не учитывать электроприемники, не участвующие непосредственно в добыче угля, то

$$k_{\text{ав}} + k_{\text{п}} = 1$$

или

$$k_{np} = 1 - k_{ав}, \quad (9)$$

где k_{np} — коэффициент, учитывающий процент содержания электроприемников, участвующих в добыче угля.

Если трансформатор рассчитан не на 100 расчетной мощности, тогда

$$k_{np.д} = 1k_p' - k_{ав}, \quad (10)$$

где $k_{np.д}$ — коэффициент, учитывающий действительную установленную мощность трансформатора;

k_p' — коэффициент резервирования трансформатора.

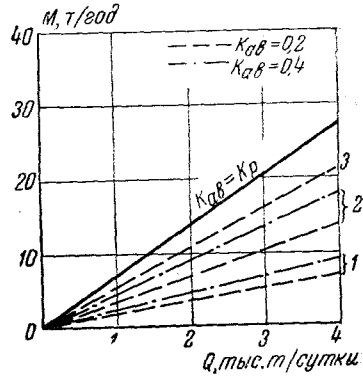


Рис. 2. Зависимость математического ожидания убытка от производительности шахты, коэффициента резервирования и коэффициента аварийной нагрузки при

$$t_{рем} = 10 \text{ час}; P(T) = 0,04; a = 1; 1 - k_p = 0,8; 2 - k_p = 0,6; 3 - k_p = 0,4$$

Таким образом, коэффициент, учитывающий наличие дополнительной установленной мощности трансформатора для двух установленных трансформаторов,

$$k_{доп} = 2k_{np.д} - k_{np} = 2k_p' - k_{ав} - 1. \quad (11)$$

Как видно из рис. 2, при самом неблагоприятном режиме, когда $k_{ав} = k_p'$ ($k_{пер} = 1$), математическое ожидание убытка $8 \div 32 \text{ т/год}$. Если считать, что стоимость угля 100 руб/т , то $M (C_{уд}) = 0,8 \div 3,2 \text{ тыс. руб/год}$.

При уменьшении k_p' на 10% дополнительная установленная мощность (см. рис. 1) уменьшается от 0,5 до 2 тыс. *кв*. Годовая стоимость 1 *кв* установленной мощности по Донбассэнерго $a_1 = 108 \text{ руб/кв}$. Таким образом, уменьшение k_p' на 10% дает ежегодную экономию от 50 до 200 тыс. *руб/год*.

Как показывают расчеты (см. рис. 2), математическое ожидание убытка значительно меньше затрат на дополнительную установленную мощность. В связи с этим возникает вопрос о наиболее целесообразном резервировании устанавливаемых трансформаторов. Наиболее целесообразным коэффициентом резервирования будет такой коэффициент, при котором дополнительная установленная мощность $\Delta P = 0$.

Приравнивая правую часть равенства (11) к нулю, получим

$$0 = 2k_p' - k_{ав} - 1$$

или

$$k_p' = \frac{k_{ав} + 1}{2}. \quad (12)$$

С учетом допустимой перегрузки трансформатора в аварийном режиме

$$k_p' = \frac{1 + k_{ав}}{2k_{пер}} \quad (13)$$

Если каждый из двух устанавливаемых трансформаторов будет рассчитан с учетом предлагаемого коэффициента резервирования, то при отключении одного из них другой сможет пропускать 100% аварийной и 50% производительной нагрузки. Математическое ожидание убытка при этом будет равно половине максимально возможного.

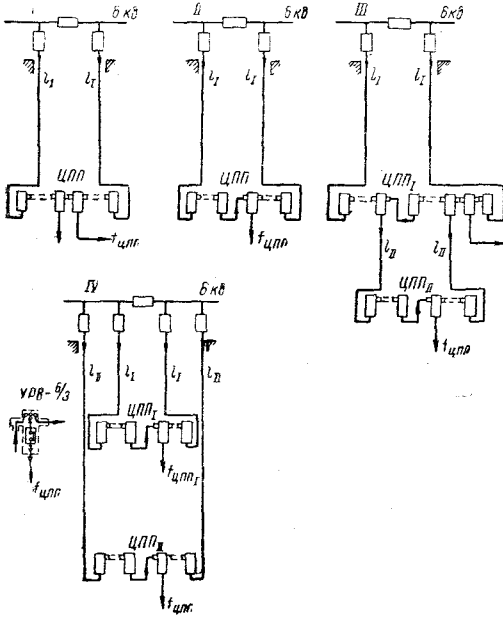


Рис. 3. Варианты схем электроснабжения горизонтов шахты

Разделив все шахтные электроприемники на группы по степени их ответственности и участия в добыче угля, необходимо произвести электрический расчет и определить общешахтную расчетную мощность. Число трансформаторов необходимо проверить по условию бесперебойности электрообеспечения [формула (4)]; если при двух трансформаторах вероятность перерыва электрообеспечения будет более безопасной, тогда необходимо предусмотреть третий трансформатор, который будет храниться на складе для замены поврежденного трансформатора.

Зная общешахтную расчетную мощность, можно путем подбора [формула (5)] определить по технико-экономическим условиям степень резервирования. Определив коэффициент резервирования, можно рассчитать и выбрать мощность трансформатора

$$P_{тр} = P_{рч} k_p, \quad (14)$$

где $P_{рч}$ — общешахтная расчетная мощность, *квa*.

3. Метод оценки надежности и построения шахтной стволовой сети

В угольных шахтах добыча угля может производиться как на одном, так и на нескольких горизонтах. Соответственно может быть одна или несколько центральных подземных подстанций (ЦПП) (рис. 3).

Рассмотрим схемы с двумя центральными подземными подстанциями (рис. 3, III—IV). Так как все элементы электрически связаны между собой, то вероятность перерыва питания ЦПП будет зависеть от вероятности повреждения отдельных элементов схемы и надежности защиты. Вероятность перерыва питания по кабельной линии первого горизонта

$$P_{0,5}(f_{ЦПП})_I = P(l_{ств})_I (1 + \alpha^2) r + 0,5 \sum_{i=1}^n [P(упВ)_i + P(f_i) \alpha_i] (1 + \alpha) = P(l_{ств})_I (1 + \alpha^2) r + 0,5 P_{\Sigma}(py)_I (1 + \alpha), \quad (15)$$

где $P_{0,5}(f)_{\text{ЦПП}}_I$ — вероятность перерыва питания по отходящей от ЦПП кабельной линии (фидеру);

$P(l_{\text{ств}})_I$ — вероятность повреждения ствольного кабеля первого горизонта;

$P_{\Sigma}(py)_I$ — вероятность аварии на распределительных шинах ЦПП;

$P(f_i)$ — вероятность аварии в отходящей от ЦПП кабельной линии;

0,5 — коэффициент, учитывающий секционирование сборных шин ЦПП.

Уравнением (15) можно пользоваться в тех случаях, когда каждый из двух ствольных кабелей пропускает 50% расчетной мощности. Если по своей пропускной способности каждый из двух кабелей может служить полным резервом другого, то более важно знать вероятность одновременного повреждения двух кабелей. Повреждения каждого кабеля в отдельности можно рассматривать, как независимые события. Вероятность одновременного появления двух независимых событий определяется как произведение таких событий, предполагая, что одно из независимых событий уже проявилось [1]. Таким образом, при равновероятном появлении повреждений кабелей в любой период года

$$P(l_{I, II}) = P(l_I) P(l_{II}) rt, \quad (16)$$

где $P(l_{I, II})$ — вероятность одновременного повреждения двух кабелей
 t — время ликвидации аварии на одном из кабелей, доли года.

Вероятность повреждения кабелей и вероятность аварии на шинах ЦПП можно рассматривать как несовместимые события в одной последовательной цепи, поэтому

$$P(f_{\text{ЦПП}})_I = P^2(l_{\text{ств}})_I rt + 0,5P_{\Sigma}(py)(1 + \alpha). \quad (17)$$

Если для электроснабжения двух горизонтов шахты предусматривается транзитная схема (рис. 3, III), тогда ЦПП двух горизонтов шахты будут последовательно включены в одну общую цепь. Следовательно, вероятности аварий на каждой из двух ЦПП в данном случае будут событиями несовместимыми. В такой схеме электроснабжения вероятность перерыва питания по одной из кабельных линий второго горизонта определится равенством

$$P(f_{\text{ЦПП}})_{II} = P^2(l_{\text{ств}})_{II} rt + P^2(f_{\text{ЦПП}})_I t + 0,5P_{\Sigma}(py)_{II}(1 + \alpha), \quad (18)$$

где $P(f_{\text{ЦПП}})_{II}$ — вероятность перерыва питания по кабельной линии (фидеру) второго горизонта при условии, что каждый из двух ствольных кабелей служит резервом другого; или равенством

$$P_{0,5}(f_{\text{ЦПП}})_{II} = P_{0,5}(f_{\text{ЦПП}})_I + P(l_{\text{ств}})(1 + \alpha^2)r + 0,5P_{\Sigma}(py)_{II}(1 + \alpha), \quad (19)$$

где $P_{0,5}(f_{\text{ЦПП}})_{II}$ — вероятность перерыва питания на кабельной линии (фидеру) второго горизонта, когда каждый из двух ствольных кабелей может пропускать 50% расчетной мощности.

При выборе рациональной схемы электроснабжения горизонтов шахты нельзя ограничиться только оценкой надежности схемы. Для

обеспечения условий безопасности и экономичности электроснабжения необходимо определить число резервных стволовых кабелей.

Выбор числа резервных кабелей. При определении числа резервных стволовых кабелей необходимо исходить из двух факторов: 1) безопасности электроснабжения; 2) технико-экономических условий.

За критерий безопасности рекомендуется принять вероятность катастрофы, которая должна быть меньше безопасной вероятности,

$$P_k \leq P_b = 10^{-6}. \quad (20)$$

При оценке надежности схемы электроснабжения горизонтов шахты (центральных подземных подстанций) рекомендуется учитывать три возможных режима электроснабжения:

1) А — включены подземные механизмы и рабочие насосы главной водоотливной установки;

2) В — включены подземные механизмы, а также рабочие и резервные насосы главной водоотливной установки;

3) С — включены электроприемники околоствольного двора, а также рабочий и резервный насосы.

Как показывает практика и расчетные данные [1], в процентном отношении (от общей расчетной мощности по подземным электроприемникам шахты) на водоотливные установки (электроприемники первой категории группы А) угольных шахт приходится 30—65%.

Таким образом, при определении надежности схемы электроснабжения горизонтов шахты необходимо, чтобы каждый из стволовых кабелей мог длительно пропускать не менее 30—65% расчетной мощности по подземным электроприемникам шахты. Аварийная нагрузка может появиться при включении резервных насосов главного водоотлива, включение же резервных насосов зависит от вероятности появления максимального притока (зависящего от глубины шахты и времени года) и вероятности появления агрессивных вод (зависящих от гидрогеологических и других условий заложения шахты).

Вероятность появления агрессивных вод или максимального притока и вероятность повреждения стволовых кабелей — события независимые. По теории вероятностей [1] одновременное появление двух таких событий определяется как произведение вероятностей таких событий в предположении, что одно из них уже произошло.

Таким образом, вероятность возникновения аварии (затопления шахты) можно определить по формуле

$$P_{з. ш} = P^{n'-1}(l_{ств}) P(B) \frac{t_{рем}}{8760}, \quad (21)$$

где $P^{n'-1}(l_{ств})$ — вероятность перерыва питания центральной подземной подстанции по оставшимся $n - 1$ кабелям;

n' — число рабочих кабелей;

$P(B)$ — вероятность появления агрессивных грунтовых вод или максимального притока.

Для оценки надежности схемы ствольной сети, с экономической точки зрения, целесообразно принимать в расчетах первый режим электроснабжения и отключение одного из рабочих кабелей. Математическое ожидание убытка при этом можно определить по формуле

$$M(C_{уб}) = \frac{1}{n} QaP(l_{ств}) t, \quad (22)$$

где $P(l_{ств})$ — вероятность отключения оставшегося в работе ствольного кабеля.

С экономической точки зрения целесообразно предусматривать резерв в том случае, если математическое ожидание убытка будет больше стоимости резервной линии

$$M(C_{уб}) > C_p. \quad (23)$$

Методика выбора числа ствольных кабелей. Исходя из условий второго режима электроснабжения В, по общепринятым методам электрического расчета определяется число и сечение рабочих ствольных кабелей. Каждый из выбранных ствольных кабелей должен быть способен длительно пропускать электронагрузку водоотливных установок (по третьему режиму электроснабжения С).

Выбранное число ствольных кабелей необходимо проверить по условию безопасности [формула (2)] и по технико-экономическим условиям [формула (22)]. При этом необходимо считать, что из рабочих кабелей поврежден один (наиболее вероятный случай). Окончательно принимается такое число кабелей, которое удовлетворяет условиям безопасности и технико-экономическим условиям.

4. Метод оценки надежности схем подземной распределительной сети

В качестве критерия оценки надежности схем подземной распределительной сети можно принять вероятность перерыва питания участка шахты и математическое ожидание убытка. Участковые подстанции

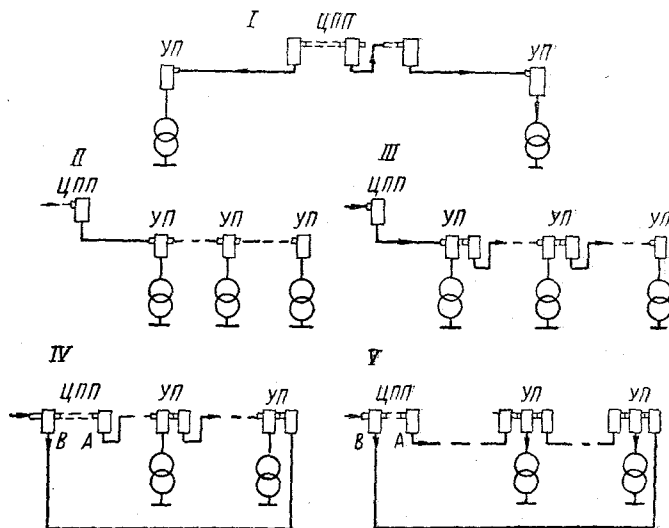


Рис. 4. Варианты схем электроснабжения участков шахты

могут снабжаться электроэнергией по радиальной схеме (рис. 4, I); в этом случае математическое ожидание убытка

$$M_{\text{рад}}(C_{уб}) = at \sum_{i=1}^n Q_i P_{\text{рад}}(\text{уп})_i, \quad (24)$$

где Q — годовая производительность участка, $m/\text{год}$;
 $P_{\text{рад}}(\text{уп})$ — вероятность перерыва питания участковой подстанции, $\text{авар}/\text{год}$.

Формула (24) выводится с учетом того, что отключение каждой подстанции является событием независимым. Вероятность же

отключения одной участковой подстанции Р (УП) от ЦПП определяется как сумма вероятностей повреждения каждого из последовательно включенных элементов [1] в одной цепи

$$P_{\text{рад}}(\text{уп}) = P(f_{\text{ЦПП}}) + P(l_{\text{г.т}})r_1 + P(l_{\text{п.в}})r_2 + P(py), \quad (25)$$

где $P(f_{\text{ЦПП}})$ — вероятность перерыва питания на шинах ЦПП;
 $P(l_{\text{г.т}})$ и $P(l_{\text{п.в}})$ — вероятность повреждения кабеля, проложенного по главной транспортной $P(l_{\text{г.т}})$ и подготовительной $P(l_{\text{п.в}})$ выработкам;

$P(py)$ — вероятность аварии на самой участковой подстанции;

r — коэффициент, учитывающий зависимость изменения вероятности аварии от протяженности кабельной линии; r прямо пропорционален протяженности кабеля, если общешахтная сеть не превосходит 15 — 20 км.

Когда несколько участковых подстанций располагаются последовательно, можно применить магистральную или кольцевую схемы питания. С экономической точки зрения переход от одного варианта к другому целесообразно осуществлять в том случае, если удовлетворяется условие неравенства

$$M(C_{\text{уб}}) > C_{\text{доп}}, \quad (26)$$

где $C_{\text{доп}}$ — дополнительные годовые расходы, связанные с изменением варианта схемы, руб/год.

Если магистральная сеть не разделена на секции (рис. 4, II) или разделена, но релейная защита действует ненадежно $\alpha = 1$, то вероятности перерыва питания участковых подстанций равны между собой и равны сумме вероятностей повреждений отдельных элементов последовательной цепи [1]. Для определения этой вероятности можно воспользоваться формулой (25), но вместо последнего члена $P(py)$ нужно подставить сумму вероятностей аварий на участковых подстанциях $\sum_{i=1}^n P(y_n)_i$. Математическое ожидание убытка для магистрально несекционированной схемы

$$M_{\text{м.н}}(C_{\text{уб}}) = atP_{\text{м.н}}(\text{уп}) \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (27)$$

где $P_{\text{м.н}}(\text{уп}) = P(f_{\text{ЦПП}}) + P(l_{\text{г.т}})r_1 + P(l_{\text{ав}})r_2 + \sum_{i=1}^n P(\text{уп})_i$ — вероятность перерыва питания участковой подстанции (УПП).

Если магистральная схема разделена на секции и защита действует достаточно надежно ($0,5 \gg \alpha > 0$), тогда математическое ожидание убытка

$$M_{\text{м.с}}(C_{\text{уб}}) = at \frac{1}{n_{\text{п}}} \sum_{i=1}^n P(\text{уп})_i Q_i, \quad (28)$$

где $n_{\text{п}}$ — число последовательно включенных подстанций.

В данном случае (рис. 4, III) вероятность отключения подстанций

$$P_{м.с}(уп_k) = P(f_{цпп}) + P(l_{г.т})r_1 + \sum_{i=1}^k [P(l_{п.в})_i r_2 + P(рy)_i] + \\ + \sum_{q=k+1}^n [P(l_{п.в})_q r_2 + P(рy)_q] \alpha^{q-1}, \quad (29)$$

где $P_{м.с}(уп_k)$ — вероятность перерыва питания на k -й подстанции, включенной в магистрально-секционированную схему;

α — надежность релейной защиты ($\alpha = 1 - P_{рл}$);

$P_{рл}$ — неправильная работа релейной защиты.

Если участковые подстанции включены по схеме кольца (см. рис. 4, V), тогда математическое ожидание убытка

$$M_k(C_{уб}) = at \frac{2}{n} \sum_{i=1}^n P_k(уп)_i Q_i, \quad (30)$$

где $P_k(уп)$ — вероятность перерыва питания участковой подстанции, включенной в схему кольца.

Так как в схеме кольца каждая УП питается электроэнергией с двух сторон, то воспользовавшись правилом наложения двух режимов и учитывая, что отключение каждого из двух противоположных фидеров (A или B) есть события независимые и равновозможные, найдем

$$P_k(уп_k) = P(уп_k)_{A \rightarrow B} P(уп_k)_{B \rightarrow A} t, \quad (31)$$

где $P_k(уп_k)$ — вероятность перерыва питания на k -той подстанции;

$P(уп_k)_{A \rightarrow B} P(уп_k)_{B \rightarrow A}$ — то же при отключении фидера A [$P(уп_k)_{B \rightarrow A}$] и B [$P(уп_k)_{A \rightarrow B}$] [каждая из вероятностей определяется по формуле (29)].

Дополнительные годовые расходы независимо от варианта схемы будут складываться из постоянной $C_{пост}$ и переменной составляющих C

$$C_{доп} = C_{пост} + C_{п.} \quad (32)$$

В постоянные составляющие стоимости элементов схем следует включать все расходы, которые не изменяются в течение года и не зависят от срока службы шахты.

К переменным составляющим следует отнести расходы по кабельным линиям, которые периодически изменяются по протяженности. Для определения переменной составляющей целесообразно учитывать среднедействующие годовые расходы

$$C_{ср.ш} = \beta N k_0 \frac{W^2}{1000 U^2} \frac{\rho}{S} \tau (l + l' \Theta), \quad (33)$$

где $C_{ср.ш}$ — среднедействующая стоимость потери электроэнергии в кабельных линиях, руб/год;

β — стоимость потерянной электроэнергии, руб/квт-ч;

N — число кабельных распределительных линий;

k_0 — коэффициент одновременности работы подземных механизмов;

W — расчетная мощность по подземным механизмам, ква;

U — номинальное напряжение сети, *кв*;

ρ — удельное сопротивление, *ом·мм²/км*;

S — сечение кабеля, *мм²*;

τ — число часов максимальных потерь;

l — стационарный отрезок кабельной сети, *км*;

l' — периодически изменяющаяся по длине часть кабельной линии, *км*;

$\theta = \frac{1 + \frac{v}{l'n}}{2}$ — коэффициент, учитывающий закономерность изменения длины кабельной линии;

v — скорость подвигания забоя, *м/смена*;

n — число отрезков кабеля, наращиваемых в течение года

Среднедействующие годовые расходы по сооружению кабельной линии

$$C_{\text{ср. к}} = \rho NK(l + l'\theta), \quad (34)$$

где p — процент амортизационных отчислений;

K — капитальные затраты по сооружению 1 *км* кабельной линии, *руб/км*.

Предпочтение следует отдавать тому варианту схемы, который дает наибольший экономический эффект с учетом удобства эксплуатации. Секционирование участков схемы значительно увеличивает ее надежность с точки зрения безопасности, так как последовательно включенные релейные защиты взаиморезервируют друг друга при возникновении коротких замыканий в линии.

Выводы

Предлагаемые автором методы оценки надежности и построения систем электроснабжения угольных шахт позволяют:

1) объективно оценить надежность схем электроснабжения и выбрать наиболее рациональный и надежный вариант;

2) определить число и степень резервирования шахтных силовых трансформаторов;

3) определить число резервных кабелей;

4) построить надежную и экономически целесообразную систему электроснабжения угольной шахты.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Бочаров В. И. Системы электроснабжения глубинных угольных шахт. Канд. диссертация. Рукопись. Фонды ЛГИ, 1957.

2. Грудинский П. Г. Метод оценки надежности схем электроснабжения. Тр. Моск. энергетич. ин-та, 1956, вып. 20.