

6
А-53

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
СССР**

**КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЭНЕРГЕТИКИ**

На правах рукописи

БРОНШТЕЙН Эдуард Израилович

**ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛЭП ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ
НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Специальность 05.14.01 — общая энергетика

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Алма-Ата 1973

Министерство энергетики и электрификации СССР
КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ

На правах рукописи

БРОНШТЕЙН Эдуард Израилович

ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ЛЭП ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Специальность 05.14.01 – общая энергетика

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Алма-Ата, 1973

620.9
А 53

Работа выполнена в лаборатории экономики и надежности энергосистем Киргизского научно-исследовательского отдела энергетики

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент И.С. Колосов

Официальные оппоненты:

доктор технических наук Ю.Н. Руденко

кандидат технических наук А.М. Эпиктетова

Ведущее предприятие:

Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики (г. Москва)

Автореферат разослан " _____ " _____ 1973г.

Защита состоится " _____ " _____ 1973г.

на заседании Ученого Совета КазНИИ энергетики

Просим принять участие в обсуждении на защите или прислать отзыв о данной работе. Наш адрес: 480012, Алма-Ата, ул. Космонавтов, 85.

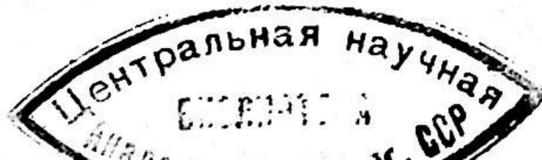
С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке КазНИИ энергетики.

Секретарь Ученого Совета

КазНИИ энергетики

доктор технических наук

М.И. Вдовенко



3.

Обширность территории, охватываемой Единой энергетической системой, высокие темпы ее развития и решающее влияние качества ее функционирования на все стороны жизни обслуживаемых ею районов выдвигают проблему оптимального управления развитием ЕЭС в число важнейших государственных научно-технических проблем.

Одним из важнейших показателей качества функционирования электроэнергетической системы является надежность электроснабжения потребителей. Поэтому вопросы надежности в энергетике находятся в центре внимания ведущих научно-исследовательских организаций как в нашей стране, так и за рубежом.

Существенный вклад в разработку этих вопросов был сделан коллективами Энергетического института им. Г.М. Кржижановского /под руководством д.т.н. Марковича И.М./, Московского энергетического института /под руководством д.т.н. Веникова В.А./, Ленинградского политехнического и инженерно-экономического институтов /под руководством покойного проф. Болотова В.В./, Сибирского энергетического института /во главе с академиком Мелентьевым Л.А./ и т.д. В числе зарубежных исследователей этой проблемы следует отметить работы *Adler H.A.*

Billinton R., Baldwin C.J. и др.

В свете современных представлений на управление Единая энергетическая система рассматривается как большая искусственная кибернетическая система с ярко выраженной многоуровневой пространственной и временной иерархией. Надежность ее функционирования в значительной степени определяется надежностью работы образующих ее подсистем и элементов. В частности на надежность функционирования ЕЭС в связи с увеличением мощности и дальности потоков энергии непрерывно возрастает влияние надежности работы линий межсистемных электропередач. Поэтому получение экономико-надежных характеристик ЛМС /линий межсистемных связей/ является одним из необходимых этапов решения общей проблемы управления развитием ЕЭС.

Сложность получения этих характеристик для ЛЭП обусловлена спецификой их сооружения и эксплуатации /размещение на больших пространствах, значительная амплитуда изменения внешних нагрузок, разброс значений прочности отдельных элементов/ и наличием множества способов повышения надежности линий, имеющих различную эффективность.

В настоящее время известен ряд методов оптимизации отдельных конструктивных элементов ЛЭП и расчетных метеоусловий для ее проектирования: расчетной длины пролета /Волосатов О.П., Левин М.С., Холмский Д.В./, изоляционных расстояний /Александров Г.Н., Тиходеев Н.Н./, расчетных величин скорости ветра и стенки гололеда /Бекметьев Р.М., Шнелль Р.В./ и т.д. Однако, эти методы решают лишь частные задачи оптимизации и недостаточны для оптимизации надежности энергосистемы в целом.

Задачей диссертационной работы является разработка методики выбора из множества возможных способов повышения надежности таких, при которых ее заданный уровень достигается при минимальных дополнительных затратах на сооружение и эксплуатацию линии. Многократное решение такой задачи для ряда заданных уровней надежности /при известных геофизических характеристиках трассы и энергетических режимах электропередачи/ позволит построить зависимость изменения минимально-необходимых дополнительных затрат на ВЛ от уровня надежности ее работы.

Результаты такого исследования имеют как самостоятельный научный и практический интерес для проектирования ЛЭП и нормирования ее надежности, так и дают необходимую информацию для оптимизации надежности энергосистем.

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения и приложения.

I. Вопросы надежности в проблеме оптимизации управления развитием ЭЭС.

Научное обоснование и разработка оптимальных путей развития электроэнергетических систем на уровне современных требований связано с необходимостью учета большого числа факторов,

находящихся в сложной, часто стохастической взаимосвязи. Основным из них является разработка экономико-математических моделей, построенных по блочному принципу с использованием аналитических и эвристических связей между блоками.

В общую схему решения проблемы оптимизации развития энергосистем задача оценки и оптимизации надежности в силу значительной сложности ее решения включается самостоятельным блоком, связанным с общим алгоритмом прямыми и обратными связями. Эту связь можно представить себе в виде эквивалентных экономико-энергетических характеристик надежности подсистем и их элементов и, в частности, экономико-энергетических характеристик ЛЭС.

Увязку результатов, полученных из блока оптимизации надежности, с уже известными моделями оптимизации структуры развития энергосистем можно представить как сравнение ряда оптимальных вариантов развития энергосистем по условиям надежности.

С точки зрения надежности линию электропередачи можно рассматривать как протяженную систему, состоящую из большого числа элементов трех видов: опор, проводов и изоляции. Поломка любой опоры, обрыв провода или пробой изоляции приводит к выходу из строя всей линии.

Надежность работы изоляции, опор и проводов и ВЛ в целом может быть увеличена множеством различных способов: уменьшением длины пролетов, выбором более прочных опор или проводов, подвеской грозозащитного троса и т.п. Каждый из них влияет на надежность нескольких или даже всех элементов ЛЭП. Это приводит к значительной трудности и даже к практической невозможности аналитического выражения целевой функции. Задача осложняется тем, что из-за целочисленного изменения большинства аргументов затраты в ЛЭП и уровень ее надежности будут также изменяться определенными дискретными порциями, различными для разных методов.

Вместе с тем реализация отдельных способов повышения надежности линий электропередач, как правило, вызывает одновре-

менно и изменение ее пропускной способности, а следовательно вносит изменение в оптимальное решение, полученное в других блоках общей модели, где пропускные способности ЛЭС были предварительно оптимизированы.

Поэтому задача оптимизации надежности ЛЭС в отдельном блоке модели должна рассматриваться как поиск минимума функции многих переменных /напряжение, сечение, марка провода, длина пролета и другие параметры ВЛ/ при наличии двух ограничений: сохранения заданной пропускной способности $|P_0 = const|$ и требуемого уровня надежности ее работы $|R_0 = const|$.

В качестве одного из возможных путей отыскания минимальных расчетных затрат в линию электропередачи при двух ограничениях /по пропускной способности и надежности/ в работе обосновывается применение алгоритма, основанного на графах.

В этом случае каждый из n - параметров, характеризующих работу линии электропередачи, следует рассматривать как один из блоков системы транспорта энергии. При этом каждый блок допускает m_k - вариантов изготовления /тип опоры, марка, сечение провода, число цепей и т.п./ или реализации /напряжение, степень компенсации, длина пролета и т.п./, коды которых обозначены через e_1, e_2, \dots, e_{m_k} /рис. I/.

Все варианты k -го блока составляют множество A_k . Каждому элементу множества ставится в соответствие вершина графа e_i^k с двумя характеристиками: вероятность аварийного состояния $q_i^k(e_i^k)$ и функция пропускной способности $f_i^k(e_i^k)$.

Каждая вершина $e_i^k (i=1, 2, \dots, m_k)$, соответствующая элементу $e_i^k \in A_k$, соединяется с вершинами $e_j^{k+1} (j=1, 2, \dots, m_{k+1})$, отвечающими элементу $e_j^{k+1} \in A_{k+1}$, дугами длины $S_j^{k+1} = c_{k+1}(e_j^{k+1})$, соответствующими величине затрат на достижение этого элемента.

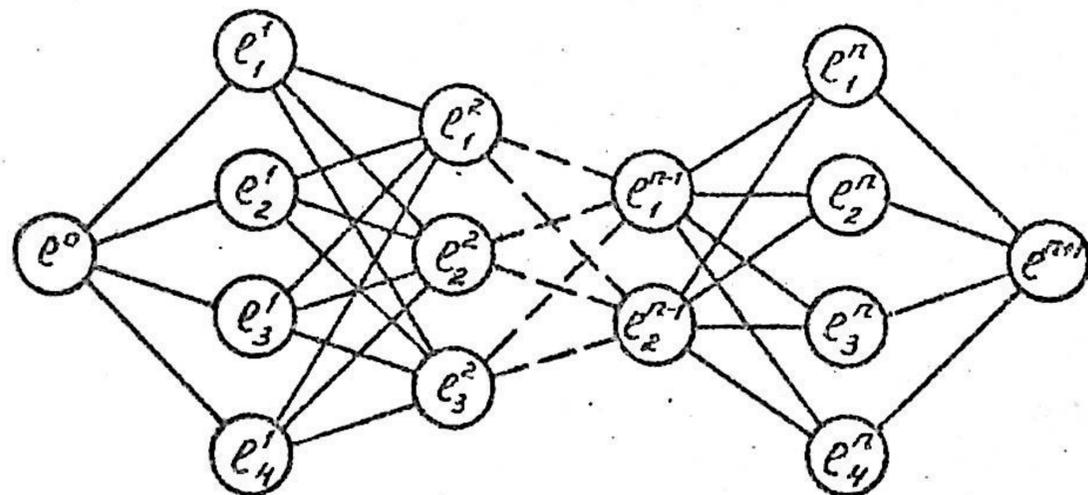


Рис. I Нахождение оптимальных параметров системы методом графов.

Задача формулируется: минимизировать функцию

$$\sum_{k=1}^n c_i(e_i^k) \quad (I)$$

при условиях

$$P_0 - \sum_{k=1}^n f_i(e_i^k) \leq 0, \quad \sum_{k=1}^n q_i(e_i^k) \leq Q_0,$$

где $e_k \in A_k$; P_0 и Q_0 - заданные числа;

$\sum_{k=1}^n f_i(e_i^k)$ - значения пропускной способности линии электропередачи;

$\sum_{k=1}^n q_i(e_i^k)$ - вероятность аварийного состояния всей системы.

Из всех возможных путей от начальных вершин e_1 в конечные e_n нас интересуют только такие пути, которым соот-

ветствуют наборы элементов ϵ_i , удовлетворяющие ограничениям по надежности и пропускной способности. Кратчайшему из этих путей будет соответствовать решение сформулированной задачи.

Однако реализация решения такой задачи представляет значительные вычислительные трудности. В качестве первого этапа построения энергоэкономических характеристик надежности ВЛ можно принять задачу отыскания минимально необходимых дополнительных расчетных затрат на увеличение надежности работы ЛЭС до заданного уровня, пренебрегая при этом влиянием реализуемых способов повышения надежности на увеличение пропускной способности. Такое допущение для большинства способов повышения надежности работы ВЛ не будет вносить существенной ошибки.

Оптимальный выбор средств обеспечения заданной надежности линии электропередачи можно сделать, используя метод динамического программирования.

Специфика этого метода, состоящая в разделении процесса отыскания оптимума на ряд последовательных шагов, позволяет использовать дискретные зависимости надежности элементов ЛЭП от затрат и учесть влияние конкретного мероприятия на надежность всех элементов.

Если представить m - способов увеличения надежности ЛЭП, как m - этапов процесса повышения ее надежности, то задача оптимизации надежности линии электропередачи формулируется следующим образом: заданную величину ΔZ необходимо таким образом разделить между m - возможными способами повышения надежности работы элементов линии, чтобы обеспечить максимальное увеличение надежности последней в целом, т.е. достичь максимума суммы:

$$R_m = R_0 + \sum_{i=1}^m \Delta z_i \quad \text{или} \quad \Delta R_m = \sum_{i=1}^m \Delta z_i, \quad (2)$$

где R_0 - начальная надежность линии;
 Δz_i - увеличение надежности линии в результате реализации i -го способа повышения ее надежности.

Оптимизация распределения каждой порции затрат ΔZ методом динамического программирования осуществляется в два этапа. Каждый включает в себя m - шагов /по числу рассматриваемых мероприятий повышения надежности/. Шаг, в свою очередь, может быть осуществлен с разной степенью интенсивности.

Предварительно назначив последовательность рассмотрения каждого из m - мероприятий повышения надежности, первый этап расчета начинается с анализа возможных способов осуществления последнего m -го мероприятия; рассматриваются варианты возможного расходования распределяемых затрат на его осуществление и фиксируются достигаемые при этом выигрыши в увеличении надежности линии.

Условное оптимальное управление на этом шаге можно записать в виде:

$$\Delta z_m^*(\Delta Z_{m-1}) = \Delta Z_{m-1}, \quad (3)$$

где Δz_m^* - величина затрат на реализацию m -го мероприятия;

ΔZ_{m-1} - величина затрат, оставшихся после проведения $m-1$ мероприятия.

На втором шаге рассматриваются возможные варианты расходования распределяемых средств на совместное осуществление последнего (m) и предпоследнего ($m-1$) мероприятий.

Для каждого из вариантов определяются достигаемые выигрыши повышения надежности линии.

Условно оптимальное распределение затрат на этом шаге будет соответствовать случаю максимального выигрыша надежности для каждой из принятых сумм затрат на последние два мероприятия

$$\Delta R_{m-1,m}(\Delta Z_{m-2}) = \max \left\{ \Delta R_{m-1}(\Delta z_{m-1}; \Delta Z_{m-2} - \Delta z_{m-1}) + \Delta R_m^*(\Delta Z_{m-2} - \Delta z_{m-1}) \right\}, \quad (4)$$

где $\Delta R_{m-1,m}^*$ - максимальное приращение надежности за счет двух последних мероприятий.

На третьем шаге рассматриваются возможные варианты расходования распределяемых средств на три последние мероприятия. При этом достаточно совместно проанализировать варианты расходования средств, рассмотренные на предыдущем шаге, с возможными для осуществления на данном, и выделить из них условно-оптимальный, обеспечивающий максимальный суммарный выигрыш надежности.

Аналогично выполняются и все последующие шаги, с выделением условно-оптимального варианта расходования средств на каждом из них.

Условное оптимальное управление на i -ом шаге определяется выражением:

$$\Delta R_{i,i+1,\dots,m}(\Delta z_{i-1}) = \max_{0 \leq \Delta z_i \leq \Delta z_{i-1}} \{f(\Delta z_i; \Delta z_{i-1} - \Delta z_i) + \Delta R_{i+1,\dots,m}(\Delta z_{i-1} - \Delta z_i)\} \quad (5)$$

В результате расчетов первого этапа определяется условно-оптимальная стратегия распределения средств между отдельными способами и мероприятиями по повышению надежности линии.

Второй этап расчета выполняется в обратной последовательности. На первом шаге, пользуясь определенной на первом этапе расчета условно-оптимальной стратегией, находится действительная сумма средств, которая должна быть израсходована на выполнение первого из m -мероприятий, на втором - сумма, расходуемая на второе мероприятие и т.д. Одновременно фиксируются достигаемые при этом приращения результирующей надежности линии. Предложенная методика была реализована на ЭЦВМ Минск-22.

2. Надежность линий электропередачи.

По существующей методике проектирования механическая прочность воздушных линий электропередачи рассчитывается на такие обусловленные погодными условиями нагрузки, которые появляются не чаще одного раза в 10, 15 лет в зависимости от класса линии. При появлении нагрузок с большей интенсивностью допускается возможность разрушения некоторых элементов ЛЭП. Электрическая прочность изоляции выбирается по сочетанию

наихудших расчетных условий /совпадение расчетных кратностей перенапряжений и скорости ветра или совпадение коммутационных перенапряжений с сильными ветрами и т.п./ . При этом как в механическом, так и электрических расчетах линии обычно не учитываются возможные размеры повреждений и экономические последствия от вероятных аварий.

Для экономического обоснования выбираемых уровней электрической и механической прочности линий необходимо располагать следующей информацией:

- вероятностными характеристиками изменений во времени комплекса внешних погодных-климатических условий, определяющего внешние нагрузки на элементы ВЛ;
- вероятностными характеристиками прочности элементов ВЛ;
- вероятностными характеристиками изменения надежности ВЛ от реализации известных способов резервирования или повышения прочности элементов линии;
- экономическими характеристиками потребности в дополнительных затратах на сооружение и эксплуатацию ВЛ при изменениях показателей ее надежности различными способами.

Источником значительной части этой информации могут служить различные справочные материалы проектных институтов и гидрометслужбы, а данные о степени влияния каждого из воздействующих факторов на надежность электропередачи, длительность ликвидации аварий, прочностные характеристики отдельных элементов и т.п. могут быть получены только из опыта эксплуатации.

Для получения таких данных было выполнено обобщение опыта эксплуатации ЛЭП 35-220 кВ республик Средней Азии. При этом в качестве показателя их надежности был принят коэффициент готовности к работе (K_r), определяемый

$$K_r = \frac{T_{cp}}{T_{cp} + t_{ав}} \quad (6)$$

где T_{cp} - средняя периодичность отказов;
 $t_{ав}$ - среднее время восстановления.

Принимая равномерным распределение аварий во времени, коэффициент готовности можно выразить через удельное число повреждений $n_{\text{уд}}$ линии, приходящееся на 100 км в год и среднее время восстановления $t_{\text{ав}}$.

$$K_r = 1 - \frac{n_{\text{уд}} \cdot t_{\text{ав}}}{8760} \quad (7)$$

Сведения о повреждаемости элементов системы передачи энергии были получены из анализа записей диспетчерских журналов энергосистем Средней Азии, что позволило исключить субъективную тенденцию эксплуатационного персонала показать более низкую аварийность и погрешности существующей инструкции учета аварий. Обследованию была подвергнута пятилетняя работа элементов электропередач в Ташкентской, Фрунзенской, Южно-Казахстанской, Алма-Атинской и Ферганской энергосистемах.

При этом объем статистической выборки составил по линиям электропередач напряжением 35 кв — 14300, 110 кв — 11370, 220 кв — 5580 километро-лет.

Анализ статистического материала показывает, что значительное число отключений ЛЭП имеет длительность порядка нескольких минут и происходят по неизвестным причинам. Длительные отключения ВЛ, доля которых от общего числа отключений составляет примерно 50%, вызываются в основном воздействием метеофакторов.

Распределение числа отключений линий электропередачи из-за повреждения ее отдельных элементов изменяется в зависимости от напряжения. При этом удельная повреждаемость отдельных элементов /опор, проводов, изоляции/ на каждые 100 км длины различается в несколько раз. Также значительно различается длительность отключения линии из-за повреждения различных элементов.

Специальные статистические исследования позволили определить структуру повреждаемости основных элементов линий электропередачи в условиях Средней Азии, которые иллюстрируются таблицей I.

Таблица I

Структура повреждений изоляции и проводов ЛЭП 110-220 кв для условий Средней Азии

Виды повреждений	Повреждения изоляции		Повреждения проводов		
	Удельный вес в общем числе повреждений в %		Удельный вес в общем числе повреждений, в %		
	110кв	220кв	110кв	220кв	
Повреждения изоляторов и расцепление гирлянды	53,3	46,7	Гололедные повреждения	15,1	-
Перекрытия воздушных промежутков провод-трос, провод-провод, шлейф-опора	23,3	20,0	Повреждения из-за набросов, падений деревьев, обрывов высокогабаритными машинами, растрелов проводов	27,2	35,0
Простои без видимых повреждений изоляции	23,4	33,3	Обрывы проводов в дефектных местах	43,4	48,4
			Переломы проводов	14,3	16,6
Итого	100	100	Итого	100	100

Для расчета надежности изоляции важное значение имеет также отношение отключений и повреждений при перекрытии гирлянды в нормальном эксплуатационном режиме. Анализ имеющихся материалов показал, что для ЛЭП 110 кв 86% всех перекрытий изоляции по этой причине кончаются успешным АПВ или РПВ и лишь 14% приводят к повреждению изоляции и расцеплению гирлянд. Для ЛЭП 220 кв эти цифры соответственно составляют 84,5% и 15,5%.

3. Построение зависимостей надежности элементов электропередачи от затрат на их сооружение и эксплуатацию.

Подавляющее число длительных отключений воздушных линий электропередачи происходит либо вследствие воздействий нагрузок, обусловленных неблагоприятными метеорологическими условиями, либо вследствие отклонений действительной прочности элементов в меньшую сторону от расчетной.

Поэтому частота и время возникновения отключений воздушных линий должны коррелироваться с частотой и временем появления таких неблагоприятных ситуаций.

Время и частота возникновения особо неблагоприятных метеорологических условий, вызывающих критические нагрузки равные или больше расчетных, а также отклонения действительной прочности материала, используемого для сооружения линии электропередачи, от предлагаемой по расчету носят случайный характер. Поэтому для оценки влияния изменения конструктивных параметров на надежность и затраты в линию электропередачи был использован статистический метод, учитывающий вероятность совпадения различных величин прочности элементов и нагрузок, вызываемых метеофакторами.

Вероятность повреждения любого единичного элемента при однократном появлении усилия /перенапряжения может быть вычислена по формуле полной вероятности

$$P(x_n \leq x) = \int_0^{\infty} f_y(x) dx F(x), \quad (8)$$

где

$f_y(x)$ - плотность распределения внешних нагрузок;

$F(x)$ - функция распределения, характеризующая вероятность разрушения элемента при воздействии на него усилия;

x_n - фактическая прочность элемента.

Если в выражении (8) разложить функцию $F_y(x)$ в ряд Тейлора около точки $x = x_n$, соответствующей среднему значению прочности элемента, и учесть, что распределение прочности эле-

ментов линии подчиняется нормальному закону, то после преобразования формула (8) примет вид:

$$P(x_n \leq x) = Q_y(x_n) - \frac{\sigma_{x_n}^2}{2} f'_y(x_n) - \frac{\sigma_{x_n}^4}{8} f'''_y(x_n) - \dots \quad (9)$$

Здесь $Q_y(x_n)$ - вероятность появления внешних воздействий по величине больших x_n

$$Q_y(x_n) = 1 - P_y(x_n)$$

$f'_y(x_n)$ и $f'''_y(x_n)$ - первая и третья производные по плотности распределения внешних воздействий;

x_n и σ_{x_n} - математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение от прочности элемента.

Полученное выражение (9) позволяет построить зависимости надежности рассматриваемого элемента ВЛ от затрат на его изготовление, монтаж и эксплуатацию. Для этого последовательно необходимо решить следующие три задачи: определить закон распределения усилий в элементе, возникающих под действием внешних нагрузок; вычислить математическое ожидание прочности элементов и его среднеквадратичное отклонение; оценить влияние прочности на расчетные затраты, связанные с его изготовлением, монтажом и эксплуатацией.

При определении ожидаемого числа повреждений изоляции линии следует учитывать, что воздействию электрических перенапряжений подвергаются одновременно все изоляторы, число которых очень велико, однако, первой перекрывается наиболее слабая гирлянда, после чего линия отключается защитой, ликвидируя тем самым воздействующий фактор на все остальные гирлянды.

После восстановления напряжения на линии под воздействием нового цикла возрастающих перенапряжений, перекрывается следующая наименее прочная гирлянда. Если предположить, что перекрытия гирлянд независимы, то электрическая прочность линии в целом будет характеризоваться распределением минимального члена в выборке прочностей отдельных гирлянд.

Уровень изоляции ЛЭП определяется длиной гирлянды изоляторов, расстояниями между проводами и от провода до стойки, наличием грозозащитного троса, типом изоляторов и т.п. и может быть рассчитан в зависимости от этих факторов по статистическому методу, разработанному Тиходеевым Н.Н. и Александровым Г.Н. Однако, расстояние между проводами и от провода до стойки регламентированы ПУЭ по условиям обеспечения безопасной работы линейного персонала, отсутствует связь между прочностными характеристиками изоляторов и их стоимостью. Наиболее наглядно уровень изоляции линий может варьироваться /для заданного типа опор/ за счет изменения длины гирлянд /числа изоляторов/.

Общее число перекрытия изоляции, зависящее от длины гирлянды, подсчитывалось по формуле

$$n_{\Sigma} = n_{н} + n_{нв} + n_{вс} + n_{влг} + n_{о}, \quad (10)$$

- где $n_{н}$ - число перекрытий увлажненной изоляции в нормальном эксплуатационном режиме;
- $n_{нв}$ - число вторичных перекрытий увлажненной изоляции;
- $n_{вс}$ - число перекрытий при плановых включениях в сухую погоду;
- $n_{влг}$ - число перекрытий при включениях во время дождей;
- $n_{о}$ - число перекрытий при плановых отключениях.

Коэффициент готовности изоляции к работе определяется по формуле:

$$K_{гн} = 1 - \frac{T_{об}}{8760} = 1 - \frac{q n_{\Sigma} t_{об}}{8760}, \quad (11)$$

где q - вероятность перекрытия, сопровождающегося обрывом гирлянды.

Капитальные затраты в линию электропередачи, зависящие от выбираемого уровня надежности изоляции, можно оценить по укрупненным показателям стоимости линии с выделением изоляционной составляющей. В этом случае изменение длины гирлянды влечет за собой изменение габаритов опоры и ее веса. Такой спо-

соб правомочен при разработке новых типов опор. Когда же основные габариты опор остаются неизменными /применение унифицированных опор/ изменение изоляционной составляющей стоимости линии электропередачи можно оценивать по изменениям затрат на изоляторы.

Число грозовых отключений воздушной линии электропередачи за год эксплуатации зависит от интенсивности грозовой деятельности в районе трассы, статистического распределения параметров молнии /амплитуда и крутизна тока молнии/, класса напряжений и конструктивных особенностей линии /тип и высота опор, расположение проводов, отсутствие или наличие тросов, число и расположение их, величина заземления/.

Как и для остальных перекрытий, при построении зависимости надежности грозозащиты от затрат учитывались только устойчивые повреждения изоляции.

Капитальные затраты на устройство заземления воздушных линий электропередачи подсчитывались по формуле:

$$K_3 = 4 \cdot 10^{-3} \frac{\rho}{R} \cdot k \quad \text{руб./км}, \quad (12)$$

- где ρ - удельное сопротивление грунта;
- R - сопротивление заземления;
- k - коэффициент, зависящий от категории трудности грунтов.

Капитальные затраты на подвеску троса принимались согласно укрупненным показателям на строительство ЛЭП равными для ЛЭП 110 кв - 0,25 тыс.руб. на километр и для ЛЭП 220 кв - 0,34 тыс.руб./км.

При определении числа механических повреждений воздушных линий необходимо учитывать, что воздействие внешних усилий на механическую часть электропередачи не прекращается при повреждении отдельного элемента и количество поврежденных элементов пропорционально их общему числу на линии, а механическая прочность линии в целом определяется также, как и для единичного элемента, функцией распределения, соответствующей нормальному закону.

Повреждения опор и проводов от внешних воздействий, определяемых погодными факторами, удобно, с точки зрения анализа, подразделить на две группы: ветровые и повреждения из-за совместного действия гололеда и ветра.

Следует отметить, что опоры линий электропередачи повреждаются в основном или под действием ветра или совместного действия гололеда и ветра, а обрыв проводов, как правило, от значительных отложений гололеда.

Закон распределения изгибающих моментов в опоре, возникающих под действием ветра, может быть определен по распределению ветров в районе прохождения ЛЭП.

Используя получаемую по формулам строительной механики для любой конструкции опор зависимость изгибающего момента от скорости ветра $M = f(V)$, можно по формулам теории вероятности перейти от распределения прочности опор к распределению опасных скоростей ветра, т.е.

$$f_v(V) = f_M[M(V)] \frac{dM}{dV}, \quad (13)$$

где $f_v(V)$ и $f_M[M(V)]$ — соответственно плотности распределения скоростей ветра и прочности опор.

Учитывая, что распределение прочности опор подчиняется нормальному закону, выражение (13) преобразуется к виду:

$$f_v(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_M} \int_0^{\infty} e^{-\frac{[M(V)-\bar{M}_p]^2}{2\sigma_M^2}} \cdot \frac{dM}{dV} \cdot dV, \quad (14)$$

где \bar{M}_p и σ_M — математическое ожидание критического изгибающего момента на опору и его среднеквадратичное отклонение.

Информация о величинах \bar{M}_p и σ_M может быть получена обработкой результатов стендовых испытаний опор. Статистические расчеты автора показали, что математическое ожидание разрушающего момента железобетонной опоры в 1,93 раза больше его нормативного момента, а среднеквадратичное отклонение от среднего — 8,85%.

Подобные расчеты проведенные ОРГРЭСом для металлических опор дали соответственно величины $\frac{\bar{M}_p}{M_H} = 1,6$ раза и $\sigma_M = 12,8\%$.

Определяя по закону распределения (14), значение скорости ветра, соответствующее разрушающему моменту, и его среднеквадратическое отклонение по формуле (9) можно найти вероятность повреждения опор при однократном появлении ветра. Умножая полученную вероятность на число наблюдений ветра с такой и большей скоростями в течение года и на количество опор ВЛ можно определить среднегодовое число их повреждений.

Напряжения в материале проводов связаны с толщиной стенки гололеда уравнением состояния провода, учитывающем также температуру окружающего воздуха и скорость ветра. Поэтому аналитический переход от распределений метеофакторов /ветер, гололед, температура/ к распределению напряжений в проводе по этому уравнению связан с необходимостью тройного интегрирования, что весьма затруднительно. Наибольшие напряжения в проводах возникают при экстремальных значениях метеорологических факторов и могут рассматриваться как наибольшие значения в выборке, образованной значениями напряжений в данном проводе, наблюдавшимися в течение года. Для описания закона распределения максимальных значений напряжений в проводе может быть использован закон распределения крайнего члена:

$$P(y \leq Y) = e^{-e^{-y}}, \quad (15)$$

где $P(y)$ — вероятность появления величин $y = \alpha(x - u)$; здесь x — случайное значение напряжения; α и u — параметры распределения.

Значения параметров распределения (15) находятся по выборке, образованной годовыми максимумами напряжений в проводе. По найденному закону распределения максимальных напряжений с помощью формулы (9) отыскивается вероятность повреждения провода в течение года. Необходимые для этого значения прочности проводов определяются обработкой лабораторных данных по величинам нагрузок, приводящим к разрыву, при условии надлежащего статистического выбора образцов для испытаний.

Вероятность появления разрушающего изгибающего момента в опоре под действием гололедно-ветровых нагрузок может быть определена по формуле

$$F(\mu \leq \bar{\mu}_p) = \int_0^{\infty} f(B) \int_0^{\infty} f(V) dB dV, \quad (16)$$

где $f(B), f(V)$ — плотности распределения гололеда и ветра при гололеде;

$v = f(B, \bar{\mu}_p)$ — зависимость между скоростью ветра и толщиной стенки гололеда для разрушающего момента.

Однако решение уравнения (16) связано с численным интегрированием и поэтому довольно затруднительно. Если же рассматривать статистический ряд величин изгибающих моментов на опору от гололедно-ветровых нагрузок, то максимальные значения в этом ряду могут быть описаны аналогично максимальным напряжениям в проводе, распределением крайнего члена (15).

Варьируя типом опор и марками проводов, применяемых на линии электропередачи, можно построить зависимость надежности этих элементов от затрат на сооружение ЛЭП.

Вариации длины гирлянды, типов проводов и стоек влияют на изменение лишь некоторой доли повреждений этих элементов, принимаемой со структурой их повреждаемости для условий Средней Азии /табл. I/.

Параллельное резервирование отдельных элементов линии электропередачи /двойные гирлянды изоляторов, двухцепное исполнение линий электропередачи на одной опоре и две цепи электропередачи, идущие по разным трассам и т.п./ позволяет значительно увеличить ее надежность за счет уменьшения влияния не учитываемых при проектировании факторов /падение деревьев, наезд машин, пожары и т.п./

4. Методы решения задач оптимизации надежности линий электропередачи.

В практике проектирования систем электроснабжения могут возникать задачи распределения надежности между последовательно соединенными элементами, затраты в увеличение надежности

которых независимы друг от друга. Для подобных задач возможно применение более простых вычислительных методов по сравнению с динамическим программированием.

Оптимальное распределение уровней надежности между тремя рассматриваемыми группами элементов линии /опоры, изоляция, провод/, соответствующие заданной надежности линии в целом, для случая фиксированной длины пролета может быть найдено методом неопределенных множителей Лагранжа.

Изменение надежности каждой группы элементов будет вызывать, с одной стороны, изменение надежности всей линии, с другой, в соответствии с полученными выше зависимостями между надежностью элементов и затратами в линию — изменение расчетных затрат на ее сооружение. Зависимость между расчетными затратами в линию, включая ущербы от перерывов в электроснабжении потребителей и надежностью отдельных групп элементов, можно представить следующим равенством:

$$Z_{\Sigma} = [Z_0 + (Z_u - Z_0) + (Z_n - Z_0) + (Z_{on} - Z_0)] + y_0 P_{max} T (1 - \sqrt[n]{R_i}), \quad (17)$$

где Z_u, Z_n, Z_{on} — приведенные затраты в линию для уровней надежности изоляции, проводов и опор R_i , отличающихся от соответствующих надежностей исходной линии;

Z_0 — затраты в линию, соответствующие некоторой исходной надежности ее работы;

P_{max} — максимальная нагрузка линии электропередачи;

T — число часов использования максимальной нагрузки;

y_0 — удельный ущерб потребителям, руб/квтч.

Взяв частные производные от функции (17) по надежности каждой группы элементов линии и приравняв их к нулю, получим условие оптимальных уровней надежности рассматриваемых групп элементов:

$$R_u \frac{\partial Z_u}{\partial R_u} = R_n \frac{\partial Z_n}{\partial R_n} = R_{on} \frac{\partial Z_{on}}{\partial R_{on}} \quad (18)$$

Полученное условие (18) свидетельствует о том, что достижение требуемой надежности линии с наименьшими суммарными затратами обеспечивается при равенстве производных надежности отдельных групп элементов на частные производные по этим надежностям от затрат на изготовление, монтаж и эксплуатацию этой группы элементов.

Соотношение (18) справедливо для любой схемы электроснабжения, состоящей из последовательных элементов независимых друг от друга, и при необходимости нормирования надежности отдельных узлов схемы, дает простое решение, позволяя выбрать элемент, повышение надежности которого обеспечивает наибольший эффект.

В отдельных случаях, когда тупиковая линия электропередачи питает уединенного потребителя, для которого может быть определена величина удельного ущерба от аварийного недоотпуска энергии, разработанная методика позволяет определить оптимальную надежность работы линии, соответствующую минимальным народнохозяйственным затратам.

Оптимальная надежность линии электропередач методом динамического программирования отыскивается при помощи нескольких итераций распределения дополнительных затрат по мероприятиям, повышающим надежность линии, с тем, чтобы при каждом распределении достигать максимального увеличения надежности. После окончания каждой итерации проверяется отношение уменьшения ущерба ΔY у потребителей, полученное за счет увеличения надежности ЛЭП, к величине затрат ΔZ , распределяемых в этой итерации. Если отношение $\frac{\Delta Y}{\Delta Z} > 1$, то оптимальная надежность линии еще не достигнута и следует, увеличив величину дополнительных затрат, перейти к следующей итерации; если же $\frac{\Delta Y}{\Delta Z} \leq 1$, то величина достигнутой надежности является оптимальной.

По разработанной методике на ЭВМ "Минск-22" были определены оптимальные параметры ряда линий электропередачи 110 кв, проходящих в различных метеоусловиях. Результаты расчета сравнивались с параметрами линий, выбранными согласно действующей

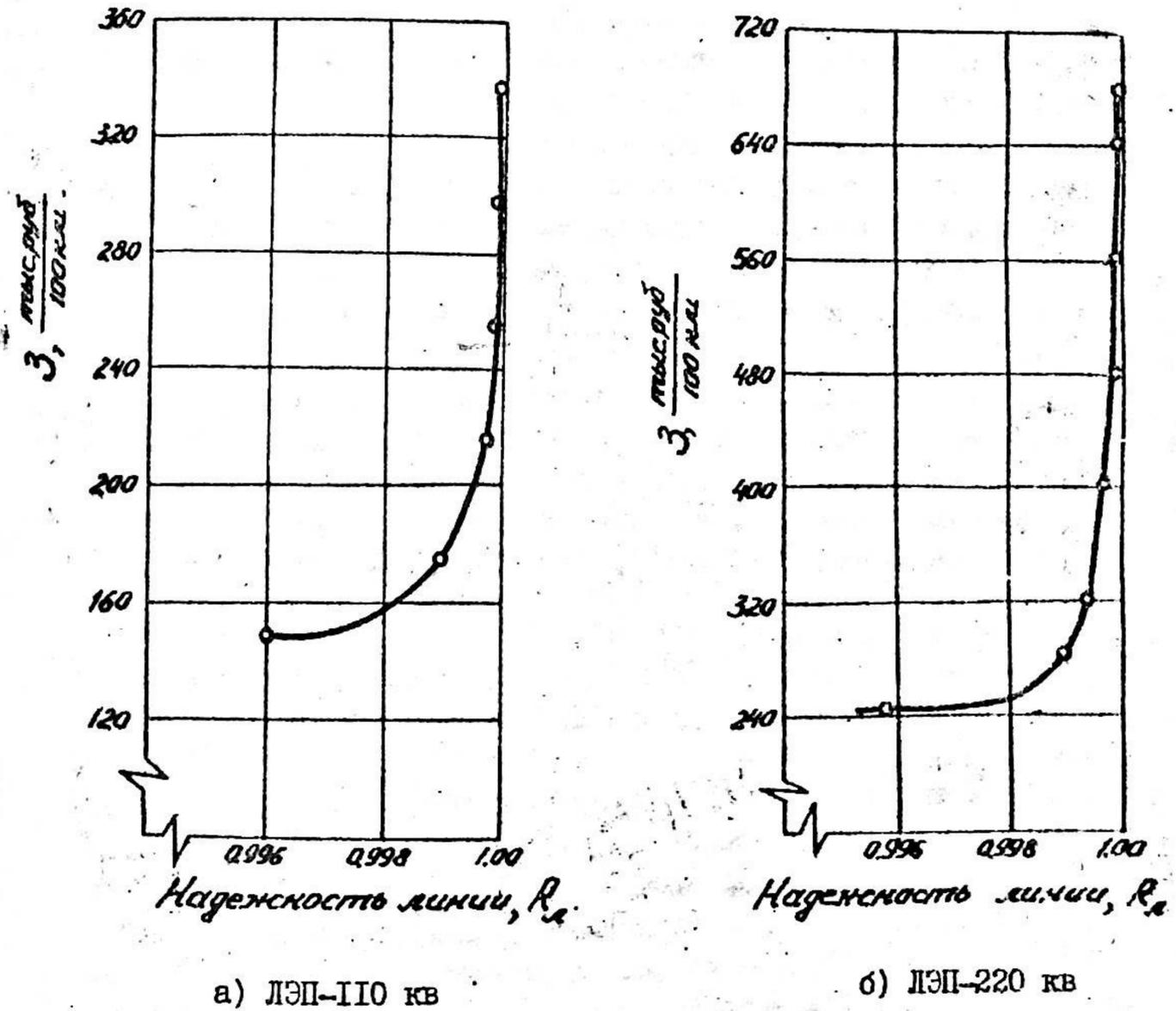


Рис. 2. Обобщенные зависимости надежности ЛЭП от затрат на их сооружение и эксплуатацию.

методике. Анализ полученных результатов показывает, что для метеостанций характеризующихся сильными ветрами /Урсатьевская, Курдай, Май-Тюбе, Чокпар/ или средними ветрами и значительным гололедом /Бурно-Октябрьская, Джизакский пер/ целесообразно идти на большую прочность стоек. Для метеостанций со слабым гололедом /I район гололедности/ целесообразно применение проводов марки АСО. В то же время даже для третьего района гололедности /Бурно-Октябрьская/ оптимальным является провод марки АСУ. Для линий с большими капитальными вложениями на I км целесообразно идти на повышение числа часов простоя. В целом применение методики выбора оптимальных конструктивных параметров ЛЭП приводит к экономии в капиталовложениях в размере 5-10 %.

Если по изложенной выше методике выполнить ряд расчетов, распределяя последовательно возрастающие суммы дополнительных затрат и фиксируя при этом суммарные затраты в линию и ее результирующую надежность, то может быть получена зависимость затрат от надежности $Z = f(R_n)$, каждая точка которой отвечает условию

$$Z(\bar{R}) = \min \quad (19)$$

Подобные зависимости для ЛЭП 110 и 220 кв приведены на рис. 2.

Один из вариантов принципиальной схемы решения задачи оптимизации надежности объединения энергосистем сложной структуры и произвольной конфигурации с учетом затрат на надежность межсистемных связей может производиться при помощи алгоритма, разработанного в Киргизском НИО энергетики и использующего метод статистических испытаний.

Оптимизация надежности объединения систем приводится методом случайного поиска в комбинации с методом Гаусса-Зайделя по критерию

$$\Delta Z_p + \Delta Z_n^{мс} + \Delta Z_{нс}^{мс} + M(y) \rightarrow \min, \quad (20)$$

где ΔZ_p - дополнительные затраты на установку резервных мощностей в объединении;

$\Delta Z_n^{мс}$ - дополнительные затраты на повышение надежности межсистемных связей;

$\Delta Z_{нс}^{мс}$ - дополнительные затраты на увеличение пропускной способности межсистемных связей;

$M(y)$ - математическое ожидание ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям ОЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены вопросы рационального выбора способов повышения надежности линий электропередачи и определения конструктивных параметров ВЛ, влияющих на ее надежность. В основе критерия оптимальности выбора способов повышения надежности ЛЭП и конструктивных параметров принят минимум народнохозяйственных затрат.

В результате выполненного исследования:

1. На основе собранных статистических данных по аварийности определены характеристики надежности элементов электропередачи, работающих в условиях Средней Азии, и степень влияния надежности различных элементов на надежность электропередачи в целом, выявлена структура повреждаемости основных элементов линии электропередачи.

2. Разработана методика построения характеристик изменения затрат в отдельные элементы линии в зависимости от их надежности, учитывающая статистический характер прочности элементов и воздействующих на них нагрузок.

3. Выведено условие оптимального распределения надежности между опорами, проводами и изоляцией, отвечающее минимуму народнохозяйственных затрат для заданной надежности работы линии.

4. Разработана методика выбора способов повышения надежности линий электропередачи, обеспечивающих наименьшие дополнительные затраты для достижения заданного уровня ее надежности. Методика позволяет построить зависимость надежности ЛЭП от минимально необходимых затрат для ее достижения.

5. Предложен способ определения оптимальной надежности тупиковых линий электропередачи, основанный на сравнении дополнительных затрат на увеличение надежности ЛЭП с ожидаемым уменьшением ущерба у потребителей.

6. Разработан алгоритм и составлена программа для получения эквивалентных характеристик надежности ЛЭП и расчета оптимальной надежности тупиковой линии электропередачи; по этой программе на ЭВМ "Минск-22" определены оптимальные надежности для ряда ЛЭП 110 кв, проходящих в различные метеоусловиях.

Разработанная методика оптимизации затрат была внедрена в Киргизглавэнерго для выбора рациональных способов повышения надежности электроснабжения в отдельных районах электросетей.

Основное содержание работы доложено:

1. На постоянно действующем семинаре по кибернетике энергосистем при Московском энергетическом институте, Москва, 1969г.

2. На Всесоюзной конференции "Надежность снабжения электрической энергией потребителей, подключенных к распределительным сетям в сельской местности", - Москва, 1969г.

3. На II Всесоюзном совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР - Тбилиси, 1969г.

4. На республиканском семинаре "Методы расчета аварийного резерва в сложных энергосистемах", - Фрунзе, 1970г.

Опубликованные работы по теме диссертации:

1. Э.И.Бронштейн, И.С.Колосов - Аварийность воздушных линий электропередачи. Труды ФПИ, вып.39, Фрунзе, 1969.
2. И.С.Колосов, Э.И.Бронштейн - К вопросу надежности линий электропередачи переменного тока. Доклады научно-технической конференции "Надежность снабжения электрической энергией потребителей, подключенных к распределительным сетям в сельской местности", Москва, 1969.
3. Э.И.Бронштейн, И.С.Колосов - Определение минимально необходимых дополнительных затрат в межсистемные ЛЭП на повышение надежности их работы до заданного уровня. Тезисы докладов республиканского семинара "Методы расчета аварийного резерва в сложных энергосистемах", Фрунзе, 1970.

4. Э.И.Бронштейн, Г.Л.Лифшиц, И.С.Колосов, Ф.С.Рамазан, А.И.Сулеев - Повышение надежности горных линий электропередач. КиргизИНТИ, Фрунзе, 1970.
5. Э.И.Бронштейн - Оптимальное распределение надежности между элементами линий электропередачи. Тезисы докладов юбилейной научно-технической конференции молодых ученых КазНИИЭ, КирНИОЭ и предприятия "Казэнергоаппарат", Алма-Ата, 1970.
6. Э.И.Бронштейн, И.С.Колосов - Выбор параметров основных элементов высоковольтных воздушных ЛЭП с точки зрения надежности. Тезисы докладов научно-технической конференции энергетиков Киргизии, Фрунзе, 1970.
7. Э.И.Бронштейн, И.С.Колосов - Применение динамического программирования для нахождения оптимальных конструктивных параметров линий электропередачи. В сб. "Изучение и комплексное использование энергетических ресурсов Киргизии", Изд-во "Илим", Фрунзе, 1971.
8. И.С.Колосов, Э.И.Бронштейн - Экономические характеристики надежности ВЛ для оптимизации резервов в ОЭС с учетом надежности межсистемных связей. В сб. "Применение статистики и математического моделирования в энергетических расчетах. Изд-во "Илим", Фрунзе, 1973.

ПОДПИСАНО В ПЕЧАТЬ 8/VIII 1973 Г. ФОРМАТ БУМАГИ
60×90 1/16. ОБЪЕМ 1,75 П. Л. Д — 03458. ЗАКАЗ 1981.
ТИРАЖ 200 ЭКЗ.

Г. ФРУНЗЕ, ТИП. АН КИРГИЗ. ССР
УЛ. ПУШКИНА, 144