

УДК 621.372.001

**А.А. Геркусов**

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ\***

**A.A Gerkusov**

**TECHNO-ECONOMIC MODELING  
OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES**

---

Рассмотрен метод оценки экономической эффективности проектируемых линий электропередач на базе их рентабельности. Предложены критерии экономической устойчивости проектируемой ЛЭП и основанный на нормативных значениях рентабельности способ выбора оптимальной длины линии.

ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ; ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ; РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ; ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ; ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.

The paper examines a method to evaluate economic efficiency of designed power transmission lines in terms of their profitability. Both criteria for economic stability of the designed lines and a method to choose an optimum length of the line based on standard values of profitability have been proposed.

POWER TRANSMISSION LINES; TECHNO-ECONOMIC MODEL; PROFITABILITY; STATE REGULATION OF TARIFFS; OVERHEAD POWER LINES.

---

Переход к рыночным отношениям в экономике СНГ потребовал пересмотра методологии принятия решений в сфере инвестиционной политики во всех отраслях народного хозяйства, в том числе и в электроэнергетике, спецификой которой как отрасли промышленности до недавнего времени было жесткое государственное регулирование тарифов на электроэнергию. В силу этого возникала существенная диспропорция между ростом цен на электротехническое оборудование и ростом тарифов на электроэнергию. Это несоответствие существенно влияло как на экономические показатели, так и на технические характеристики проектируемых и эксплуатируемых электроустановок, электрических систем и всего электроэнергетического комплекса в целом.

Основными техническими параметрами, определяющими капиталоемкость сети и экономичность ее технической эксплуатации, как известно, являются номинальные напряжения ее участков, число цепей, сечение и конструкция фазы воздушных линий, число и мощность трансформаторов на системных и сете-

вых подстанциях. Обоснованный выбор этих параметров при проектировании на базе современных критериев финансовой эффективности инвестиционных проектов должен лежать в основе инвестиционной политики в области электросетевого строительства. В особенности это относится к воздушным линиям (ВЛ) напряжением 35, 110, 150, 220 кВ, доля которых на сегодня составляет около 92 % общей протяженности ВЛ 35–1150 кВ. В связи с прогнозируемым в «энергетической стратегии России на период до 2020 года» ростом электропотребления это соотношение вряд ли кардинально изменится.

Несмотря на то что прошло более десяти лет с момента начала перехода стран СНГ к рыночной экономике, в практике проектирования для выбора указанных параметров продолжают использоваться инструменты и нормативы, разработанные и установленные более четырех десятилетий назад. Они, естественно, не отражают ни изменившихся стоимостных показателей, ни новых подходов к обоснованию эффективности технических

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

решений. Их использование в современный период, как показывает ряд расчетов [1, 11], приводит к решениям, не удовлетворяющим критериям оптимальности, следствием чего является потенциальный экономический ущерб деятельности сетевых компаний.

В связи с этим возникает необходимость корректировки этих инструментов и соответствующих нормативных показателей на основе современных методических подходов и с учетом изменившихся экономических условий.

**Современные экономические основы выбора параметров линий электропередач и построение технико-экономической модели ЛЭП.** В условиях рыночной экономики для финансовой устойчивости предприятия важна эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект.

Экономическая оценка эффективности инвестиций проектируемых объектов заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов. Причем, на стадии технико-экономических исследований оценивается экономическая эффективность проектируемого объекта в целом (без учета источников финансирования), производится отбор наилучших вариантов осуществления проекта.

После составления программы финансирования проекта необходимо провести повторные расчеты по оценке показателей экономической и финансовой эффективности уже с учетом источников финансирования [2, 3].

Методы оценки экономической эффективности проекта подразделяются на две группы: простые методы и методы дисконтирования.

Расчет по каждому из критериев проводится для расчетного периода  $T_p$ , который охватывает инвестиционную и производственную стадии инвестиционного цикла.

Расчетный период (срок жизни проекта) — это период времени в течение которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала. Расчетный период принимается равным сроку службы наиболее важной части основного капитала.

Простые показатели оценки экономической эффективности инвестиций применяются в основном для быстрой оценки проек-

тов на предварительных стадиях разработки. При их использовании не учитывается вся продолжительность срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени.

К простым показателям экономической эффективности относятся простая норма прибыли (рентабельность)  $R_{\pi}$  и простой срок окупаемости капитальных вложений  $T_{ок п}$ .

На этапе экономического анализа, когда источник финансирования не известен, рентабельность определяется как отношение чистой прибыли  $\Pi_{ч t}$  к суммарным инвестициям  $K$ :

$$R_{\pi} = \frac{\Pi_{ч t}}{K} = \frac{O_{p t} - I_t - H_t}{K}, \quad (1)$$

где  $O_{p t}$  — объем реализованной продукции (электроэнергии) в год  $t$  без налога на добавленную стоимость:

$$O_{p t} = \Pi(JW - \Delta W_{\Sigma}); \quad (2)$$

$I_t$  — суммарные эксплуатационные издержки в год  $t$ ;  $H_t$  — налог на прибыль;  $W$  — количество электроэнергии, поступающей в сеть в год  $t$ ;  $\Pi$  — средневзвешенный тариф за 1 кВт·ч электроэнергии;  $\Delta W_{\Sigma}$  — суммарные потери электроэнергии в данной ВЛ, складывающиеся из нагрузочных потерь на нагрев проводов ВЛ, потерь на корону и потерь в линейной изоляции ЛЭП;  $J$  — доля средневзвешенного тарифа, отнесенная на электрическую сеть [2–4].

В случае если капиталовложения соответствуют постоянному или инвестируемому капиталу, то простая норма прибыли будет совпадать с коэффициентом рентабельности, который согласно [2, 3] нормируется в пределах 0,437–0,9, что обеспечивает получение приемлемой прибыли на вложенный капитал и поддержание устойчивого финансового состояния.

Таким образом,  $R_{\pi}$  может служить коэффициентом финансовой оценки проекта и выступать в качестве целевой функции при выборе оптимальных токовых нагрузок и длин линии электропередачи [2, 3].

Пусть коэффициент дефлятора  $K_d$ , представляющий собой отношение капиталовложений в момент сооружения ВЛ к капита-

ловложениям 1984 г., равен 100; налог на прибыль  $H_T$  составляет 35 % от величины чистой прибыли;  $I_t = 0,028K_0$  — общепроизводственные издержки, включающие в себя текущие производственные издержки  $a_{обс}$  (для ВЛ — 0,8 % от  $K_0$ ) и амортизационные расходы  $a_{ам}$  (для ВЛ — 2 % от  $K_0$ );  $L$  — длина воздушной линии, км;  $r_0$  — удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;  $\cos(\varphi)$  — коэффициент мощности;  $I_{нб}$  — максимальная токовая нагрузка ВЛ, А;  $T_{нб}$  — время использования максимума нагрузки; доли средневзвешенного тарифа, относимые на электрическую сеть 110 кВ и 220 кВ, соответственно принимаются  $J_{110} = 0,17$ ,  $J_{220} = 0,09$  [2];  $\tau$  — время максимума потерь, определяемое по эмпирической формуле, ч [5, 10]:

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{нб})^2 \cdot 8760. \quad (3)$$

Технические потери электроэнергии на нагрев проводов ВЛ:

$$\Delta W_H = 3I_{нб}^2 r_0 L \tau. \quad (4)$$

Потери электроэнергии на корону в линии  $\Delta W_K$  согласно [5, 6] определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в справочной технической литературе [5], и о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода по формуле

$$\Delta W_K = L \sum_{i=1}^4 \Delta P_{ki} T_{pi} k_{u\text{кор}}, \quad (5)$$

где  $T_{pi}$  — продолжительность  $i$ -го вида погоды, ч;  $\Delta P_{ki}$  — удельные потери мощности на корону при  $i$ -м виде погоды, кВт/км;  $k_{u\text{кор}}$  — поправочный коэффициент на рабочее напряжение линии [5]:

$$k_{u\text{кор}} = 4,65U_{отн}^{2*} - 3,65U_{отн}^*,$$

где  $U_{отн}^*$  — отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери на корону в линии длиной определяются в зависимости от региона расположения линии по среднегодовым значениям потерь мощности  $\Delta P_{k\text{ср}}$ :

$$\Delta W_K = 8760 L \Delta P_{k\text{ср}}. \quad (6)$$

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам для ВЛ единичной длины  $\Delta W_{из}$  согласно [5] определяются по формуле

$$\Delta W_{из} = \frac{U_{ном}^2}{3R_{из} N_{из}} \cdot T_{вл} L N_{гир}, \quad (7)$$

где  $T_{вл}$  — продолжительность влажной погоды в расчетном периоде, ч;  $N_{гир}$  — число гирлянд изоляторов, шт./км;  $R_{из}$  — сопротивление изоляторов в зависимости от уровня СЗА (для принятого третьего уровня СЗА,  $R_{из} = 915$  кОм);  $N_{из}$  — число изоляторов в фазе линии.

В оценочных расчетах при определении числа гирлянд (табл. 1) согласно [5, 13] рекомендуется использовать средние значения числа опор на 1 км для ВЛ различных классов напряжений.

Таблица 1

Удельное число гирлянд для ВЛ различных напряжений

Напряжение ВЛ, кВ	500	220	150	110	35	6–20
$N_{гир}$ , шт./км	11,3	9,8	11,2	12,9	23,4	46,8

Тогда годовые суммарные потери электроэнергии в данной ВЛ

$$\Delta W_{\Sigma} = 3I_{нб}^2 r_0 L \tau + 8760 L \Delta P_{k\text{ср}} + \frac{U_{ном}^2}{3R_{из} N_{из}} T_{вл} L N_{гир}. \quad (8)$$

Подставляя исходные данные и составляющие выражения (8) в (1), после преобразований получаем зависимость  $R_{п}(I_{нб}, U_{н}, T_{нб}, \cos(\varphi), L, J, \Pi, r_0)$ :

$$R_{п} = \frac{1,1258 U_{н} \Pi I_{нб} J T_{нб} \cos \varphi - 0,00195 \cdot I_{нб}^2 r_0 \tau \Pi L}{K_0 L} - \frac{0,65 \Pi \Delta W_K - 0,65 \Pi \Delta W_{из} - 0,0182 K_0 L}{K_0 L}. \quad (9)$$

Выражение (9) и представляет собой дискретную технико-экономическую модель линии электропередачи. Оно определяет зависимость рентабельности  $R_{п}$  от расчетного тока в фазе одной цепи ВЛ  $I_{нб}$  с некоторым сечением  $F_r$ .

Это функция, положение графика которой на плоскости  $(R_n, I_{нб})$  определяется параметрами, зависящими от сечения провода  $(r_0, K_0)$ , совокупности экономических показателей  $(Ц, H_T, J, a_{рен}, a_{обс})$ , длины линии  $L$ , а также от параметров ее режима  $(U_n, \cos(\varphi), T_{нб})$ .

По результатам проведенного на ЭВМ расчета построены зависимости  $R_n = R_n(I_{нб})$  при заданных технических и экономических параметрах линии и режима электропередачи (рис. 1, 2).

Из приведенных на рис. 1, 2 построений видно, что зависимость  $R_n = R_n(I_{нб})$  представляет параболическую кривую, обращенную ветвями вниз, и при некотором токе  $I_{опт}$  достигает своего максимума. Дальнейшее увеличение токовой нагрузки линии непременно ведет к снижению рентабельности и даже переходу ее в отрицательные значения. Так, например, как следует из выражения (9) и рис. 1, увеличение тарифа  $Ц$  (для слабо загруженного потребителя – в 2 раза) приводит к примерно такому же увеличению рен-

табельности  $R$  и сокращению во столько же раз срока окупаемости объекта  $T_{ок}$ . Односторонний, не обоснованный экономически рост средневзвешенного тарифа на электроэнергию  $Ц$  в отрыве от роста удельных капиталовложений  $K_0$  и уменьшения потерь электроэнергии  $\Delta W_{\Sigma}$  не может и не должен служить основной мерой для повышения рентабельности ВЛ. Так, если из-за высоких значений общепроизводственных издержек и потерь электроэнергии в линии рентабельность  $R$  была отрицательной, то, как показывают произведенные расчеты и построения, для сильно загруженных и протяженных линий увеличение тарифа  $Ц$  не только не приводит к переходу рентабельности в положительную область и ее дальнейшему росту, а еще больше ее снижает, что объясняется доминированием составляющей стоимости потерь электроэнергии в формуле (9), а также приводит к общему нарастанию темпов инфляции и себестоимости выпускаемой предприятиями продукции.

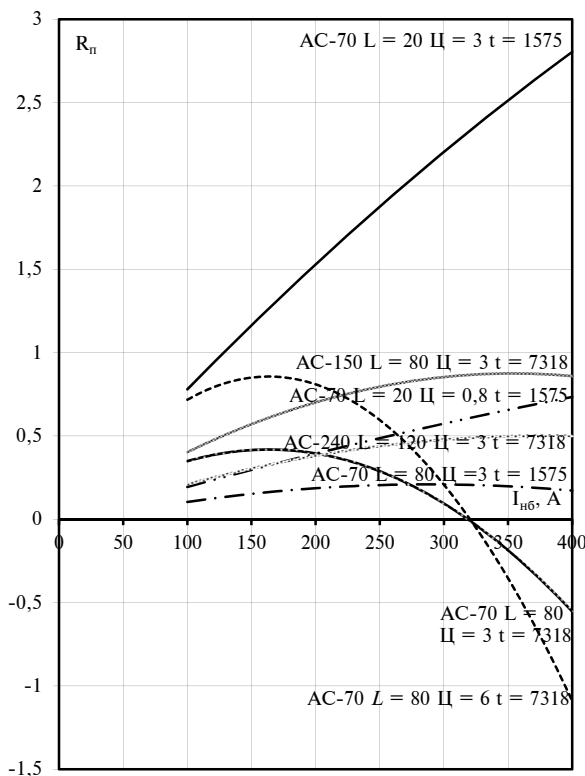


Рис 1. Зависимость рентабельности от величины токовой нагрузки ВЛ-110 кВ различной длины, выполненной проводами марки АС при различных значениях  $\tau$

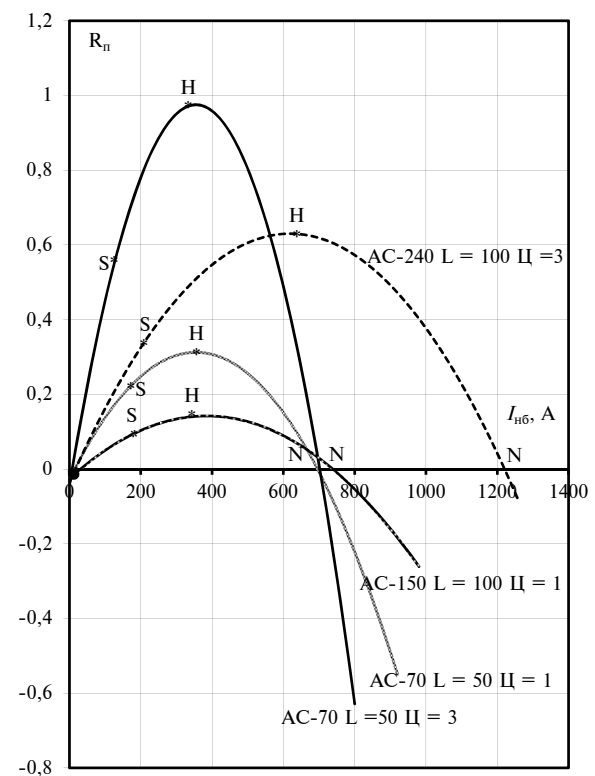


Рис 2. Области экономической устойчивости ВЛ-110 кВ, выполненной проводами марки АС в 1-м и 2-м районах гололёдности и 3-м районе по СЗА при  $\tau = 3411$  ч

Из кривых, приведенных на рис. 2, можно выделить как области роста рентабельности воздушной линии (участок 0–S–Н), которые целесообразно назвать *областями экономической устойчивости*, так и области снижения ее рентабельности (участок Н–Н) – *области экономической неустойчивости*, одновременно с ростом токовой нагрузки линии.

Очевидно, что критерием экономической устойчивости линии будет служить неравенство

$$\frac{\partial R_{\pi}}{\partial I_{\text{нб}}} = \frac{1,1258U_{\text{н}} \Pi J T_{\text{нб}} \cos \varphi}{K_0 L} - 0,0039 \frac{I_{\text{нб}} r_0 \tau \Pi}{K_0} > 0. \quad (10)$$

Математический оптимум тока нагрузки линии  $I_{\text{опт}}$  определяется частной производной:

$$\frac{\partial R_{\pi}}{\partial I_{\text{нб}}} = \frac{1,1258U_{\text{н}} \Pi J T_{\text{нб}} \cos \varphi}{K_0 L} - 0,0039 \frac{I_{\text{нб}} r_0 \tau \Pi}{K_0} = 0.$$

Решая данное уравнение относительно  $I_{\text{нб}}$ , получаем значение оптимального тока линии  $I_{\text{опт}}$ , обеспечивающее при выбранном сечении провода  $F$  и длине линии  $L$  ее максимальную рентабельность  $R_{\pi \text{ max}}$ :

$$I_{\text{опт}} = 288,667 \frac{U_{\text{н}} J T_{\text{нб}} \cos \varphi}{r_0 L \tau}. \quad (11)$$

При дальнейшем росте токовой нагрузки линии  $I_{\text{нб}}$  ее рентабельность будет снижаться и дальнейшая эксплуатация такой ВЛ может стать убыточной.

Ток  $I_{\text{опт}}$ , который назовем *пределом экономической устойчивости*, является функцией целого ряда технических и экономических параметров линии, варьируя которыми в определенных пределах, можно добиться «настройки» рентабельности  $R_{\pi}$  на ее максимальное значение, при потреблении линии тока  $I_{\text{нб}} = I_{\text{опт}}$ . Наиболее легко это может быть достигнуто путем непосредственного регулирования нагрузки самим потребителем, например изменением технических характеристик подключенного оборудования, конфигурации схемы системы электроснабжения,

технологии производства, условий компенсации реактивной мощности и т. д.

Согласно рекомендациям [2, 3] имеем:

$$0,437 = \langle R_{\pi} = \langle 0,9; \quad (12)$$

Тогда, подставляя (9) в (12) и решая это двойное неравенство относительно  $L$ , получаем для ВЛ-110 кВ:

$$\frac{22,01 \Pi I_{\text{нб}} T_{\text{нб}} \cos \varphi}{0,918 K_0 + 0,00195 \Pi I_{\text{нб}}^2 r_0 \tau} = L_1 \leq L_{110} \leq L_2 = \frac{22,01 \Pi I_{\text{нб}} T_{\text{нб}} \cos \varphi}{0,455 K_0 + 0,00195 \Pi I_{\text{нб}}^2 r_0 \tau}. \quad (13)$$

Для ВЛ-220 кВ, при тех же исходных данных, имеем:

$$\frac{21,44 \Pi I_{\text{нб}} T_{\text{нб}} \cos \varphi}{0,9182 K_0 + 0,65 \Delta W_{\Sigma}} = L_1 \leq L_{220} \leq L_2 = \frac{21,44 \Pi I_{\text{нб}} T_{\text{нб}} \cos \varphi}{0,4552 K_0 + 0,65 \Delta W_{\Sigma}}. \quad (14)$$

Таким образом, для поддержания нормативного значения рентабельности при выбранном сечении провода  $F$  заданном средневзвешенном тарифе  $\Pi$  и  $\cos \varphi$  оптимальная длина линии должна находиться в пределах  $L_1 = \langle L = \langle L_2$  [7, 8].

Результаты расчета «коридора» оптимальных длин линий  $L_1$  и  $L_2$  при тарифе на электроэнергию  $\Pi = 1,98$  р./кВт·ч и  $\cos \varphi = 0,92$  для некоторых марок проводов при различных значениях времени  $\tau$  и нагрузок  $I_{\text{нб}}$  представлены в табл. 2.

На рис. 3 показаны границы экономически рентабельных длин ВЛ-110 кВ, представляющие собой зависимости  $L_1 = f(I_{\text{нб}})$  и  $L_2 = f(I_{\text{нб}})$ . Если при заданной нагрузке  $I_{\text{нб}}$  фактическая длина линии превосходит  $L_2$  (т. 1 рис. 3), то это означает, что рентабельность данной ВЛ ниже рекомендуемой и для ее повышения требуется принятие дополнительных технико-экономических мероприятий. Таковыми могут быть: уменьшение налогов на прибыль, снижение потерь электроэнергии, перераспределение нагрузок потребителей, введение штрафов за неиспользованную заявленную мощность, увеличение энергопотребления в период ночного провала суточного графика нагрузки, применение к отдельным потребителям дифференцированных тарифов [4–7, 12].

Таблица 2

Оптимально-рентабельные длины воздушных линий напряжением 110, 220 кВ

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Марка провода	Время потерь $\tau$ , ч/год	Расчетная величина тока, А	Граница оптимальной длины ВЛ	
				нижняя для $L_1$ , км	верхняя для $L_2$ , км
110	АС-70	1585	70	8,60	17,12
			160	18,62	34,40
			300	30,02	50,51
	АС-120	3411	70	13,83	27,45
			160	29,60	55,33
			300	46,39	75,88
АС-240	7318	70	16,90	33,66	
		200	44,18	81,14	
		330	62,47	102,46	
220	АС-240	1585	240	19,11	36,67
			400	30,40	55,97
			500	36,53	65,14
	АС-400	3411	240	27,02	51,99
			400	42,74	78,54
			500	51,14	90,71
	АС-500	7318	240	38,29	72,70
			400	58,94	104,74
			500	69,05	116,99

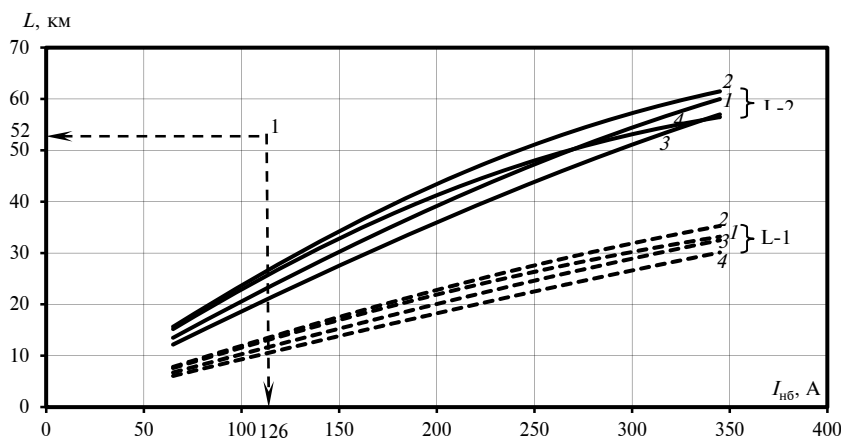


Рис. 3. Экономически оптимальные длины ВЛ-110 кВ, сооружаемых на железобетонных опорах в первом районе гололёдности, при  $t = 1585$  ч  
 1 – АС 95; 2 – АС 120; 3 – АС 150; 4 – АС 240

Произвольно варьируя в выражении (13) среднеквадратичным током нагрузки  $I_{нб}$  и средневзвешенным тарифом  $\Pi$ , для ВЛ-110 кВ построим расположенные одна над другой две трехмерные поверхности  $L_{1,2} = f(I_{нб}, \Pi)$  (рис. 4). Видим, что рост  $I_{нб}$  и  $\Pi$  сопровождается расширением «коридора» экономически оптимальных длин линий  $L_1$  и  $L_2$ .

Как следует из табл. 2, оптимально-рентабельные длины ВЛ-220 кВ отличаются от традиционных и применяемых в настоящее время в практике электросетевого строительства, что связано с включением в составляющую общих технологических потерь  $\Delta W_{\Sigma}$  долей на корону и в линейной изоляции (5), (7), а также существенно меньшей долей стоимости электроэнергетики  $J$ , относимой на сеть 220 кВ [2].

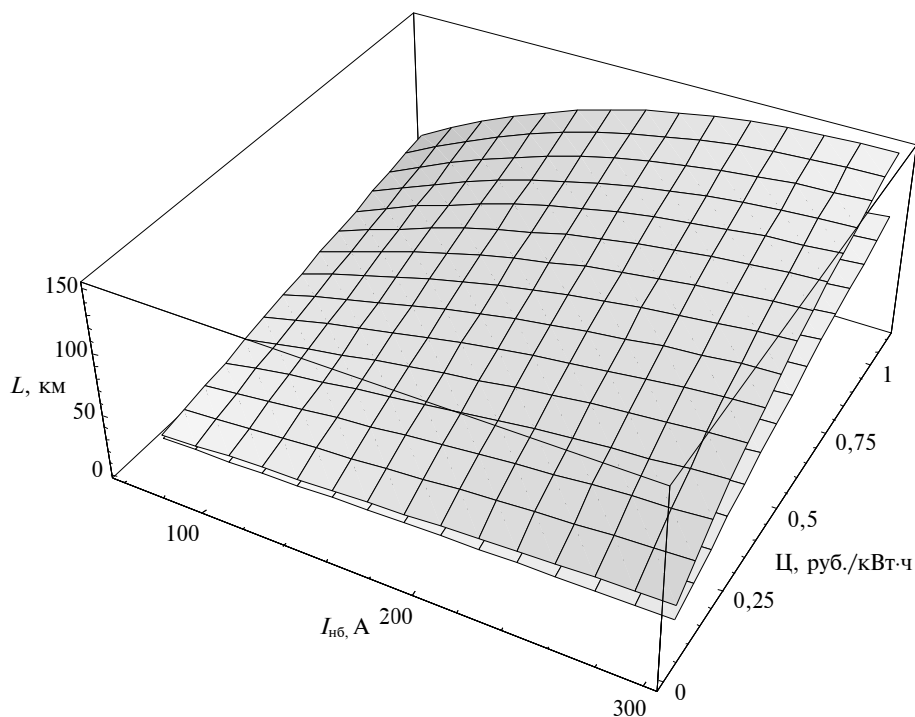


Рис. 4. Зависимость оптимально-рентабельных длин одноцепных ВЛ-110 кВ от средневзвешенного тарифа  $C$ , руб./кВт·ч, и среднеквадратичного тока нагрузки  $I_{нб}$ , А, при  $\tau = 2050$  ч

В целом же стоимость электроэнергии, относимой на электрическую сеть, должна дифференцироваться по меньшей мере по трем региональным зонам ФОРЭМ в соответствии с прогнозом изменения средневзвешенного тарифа хотя бы на срок, равный расчетному периоду. Сегодня такой прогноз осложняется отсутствием явно выраженных тенденций экономического развития страны, неопределенностью динамики изменения валютного курса рубля и темпов инфляции [9, 14].

#### Выводы

1. Переход к рыночной экономике потребовал изменений в методологии принятия решений в сфере инвестиционной политики в области электросетевого строительства и перехода при проектировании электрических сетей к современным критериям финансовой эффективности инвестиционных проектов.

2. Зависимость рентабельности ВЛ от тока нагрузки является дискретной технико-экономической моделью линии, позволяющей осуществлять успешное среднесрочное планирование токовой нагрузки ВЛ и выбирать оптимальную длину проектируемой линии.

3. Потери на корону и в линейной изоляции на значение оптимального тока линии (предела экономической устойчивости) влияния не оказывают.

4. Выравнивание графика нагрузки ВЛ и повышение ее коэффициента мощности являются эффективными способами повышения ее экономической устойчивости.

5. Рост тарифов на отпускаемую электроэнергию не может и не должен служить основным способом повышения рентабельности эксплуатируемой линии.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зуев Э.Н. Техничко-экономические основы проектирования электрических сетей : учеб. пособие. М.: Изд. дом МЭИ, 1988.  
 2. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В. Экономика промышленности. Т. 1. Об-

щие вопросы экономики. М.: Изд. дом МЭИ, 1997. 696 с.  
 3. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В. Экономика промышленности. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. М.:

Изд. дом МЭИ, 1998. 296 с.

4. Экономика и управление энергетическими предприятиями / под ред. Н.Н. Кожевникова. М.: АСАДЕМА, 2004. 427 с.

5. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Изд-во НЦ «ЭНАС», 2005. 277 с.

6. Железко Ю.С., Шаров Ю.В., Зарудский Г.К., Сипачева О.В., Шведов Г.В. Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование : учеб. пособие. М.: Изд. дом МЭИ, 2007. 128 с.

7. Федотов А.И., Геркусов А.А. Проблема энергосбережения при выборе сечений проводов воздушных линий 110–500 кВ // Известия вузов.

Проблемы энергетики. 2000. № 11–12. С. 54–61.

8. Менеджмент в электроэнергетике / под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд. дом МЭИ, 2000. 448 с.

9. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

10. Зуев Э.Н., Ефентьев С.Н. Задачи выбора экономически целесообразных сечений проводов и жил кабелей. М.: Изд. дом МЭИ, 2005. 88 с.

11. Максимов Б.К., Молоднюк В.В. Основы формирования тарифов на электрическую энергию на рынках России. М.: Изд. дом МЭИ, 1998. 44 с.

12. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. 630 с.

13. Максимов Б.К., Молоднюк В.В. Электроэнергетика России на современном этапе ее развития // Вестник МЭИ. 1998. № 2. С. 63–69.

## REFERENCES

1. Zuev E.N. Tekhniko-ekonomicheskie osnovy proektirovaniia elektricheskikh setei : ucheb. Posobie. M.: Izd. dom MEI, 1988. (rus)

2. Baranovskii A.I., Kozhevnikov N.N., Piradova N.V. Ekonomika promyshlennosti. T. 1. Obshchie voprosy ekonomiki. M.: Izd. dom MEI, 1997. 696 s. (rus)

3. Baranovskii A.I., Kozhevnikov N.N., Piradova N.V. Ekonomika promyshlennosti. T. 2. Ekonomika i upravlenie energoob'ektami. M.: Izd. dom MEI, 1998. 296 s. (rus)

4. Ekonomika i upravlenie energeticheskimi predpriiatiiami. Pod red. N.N. Kozhevnikova. M.: АСАДЕМА, 2004. 427 s. (rus)

5. Zhelezko Iu.S., Artem'ev A.V., Savchenko O.V. Raschet analiz i normirovanie poter' elektroenergii v elektricheskikh setiakh. M.: Izd-vo NTs «ENAS». 2005. 277 s. (rus)

6. Zhelezko Iu.S., Sharov Iu.V., Zaruskii G.K., Sipacheva O.V., Shvedov G.V. Poteri elektroenergii v elektricheskikh setiakh: osnovnye svedeniia, raschet i normirovanie : ucheb. posobie. M.: Izd. dom MEI,

2007. 128 s. (rus)

7. Fedotov A.I., Gerkusov A.A. Problema energosberezheniia pri vybore sechenii provodov vozduzhnykh linii 110-500 kV. *Izvestiia vuzov. Problemy energetiki*. 2000. № 11–12. S. 54–61. (rus)

8. Menedzhment v elektroenergetike. Pod red. A.F. D'iakova. M.: Izd. dom MEI, 2000. 448 s. (rus)

9. Idel'chik V.I. Elektricheskie sistemy i seti. M.: Energoatomizdat, 1989. 592 s. (rus)

10. Zuev E.N., Efent'ev S.N. Zadachi vybora ekonomicheskii tselesoobraznykh sechenii provodov i zhil kabelei. M.: Izd. dom MEI, 2005. 88 s. (rus)

11. Maksimov B.K., Molodniuk V.V. Osnovy formirovaniia tarifov na elektricheskuiu energiiu na ryinkakh Rossii. M.: Izd. dom MEI, 1998. 44 s. (rus)

12. Pravila ustroistva elektroustanovok. 6-e izd. M.: Energoatomizdat, 1985. 630 s. (rus)

13. Maksimov B.K., Molodniuk V.V. Elektroenergetika Rossii na sovremennom etape ee razvitiia. *Vestnik MEI*. 1998. № 2. S. 63–69. (rus)

---

**ГЕРКУСОВ Алексей Анатольевич** – электромеханик Октябрьской железной дороги, кандидат технических наук.

191186, Невский пр., д. 12, Санкт-Петербург, Россия. E-mail: Gerkusov\_Alex@mail.ru

**GERKUSOV Aleksei A.** – Octouber Rail Way.

191186. Nevsky pr. 12. St. Petersburg. Russia. E-mail: Gerkusov\_Alex@mail.ru

---