

О применении номинального напряжения 20 кВ в воздушных электрических сетях

МАЙОРОВ А.В., ОСИНЦЕВ К.А., ШУНТОВ А.В.

Проанализированы вопросы целесообразности перехода от существующей ступени напряжения 10(6) кВ к напряжению 20 кВ. Рассмотрены структура и параметры электрических сетей 10 кВ одной из крупных электросетевых компаний страны. Выявлены их интегральные характеристики, используемые в качестве исходных данных и граничных условий. Выполнены требуемые технико-экономические оценки, включая использование одного из методов оптимизации – метод неопределенных множителей Лагранжа. Показано, что вследствие сближения технико-экономических характеристик оборудования 10 и 20 кВ, электрические сети 20 кВ имеют более весомые преимущества по сравнению с традиционными электроустановками 10 кВ.

Ключевые слова: электрическая сеть, воздушные линии, трансформаторные подстанции, технико-экономические характеристики, оптимизация

Обоснование целесообразности применения электрических сетей 20 кВ в нашей стране имеет долгую историю. Напряжение 20 кВ то включалось, то исключалось из шкалы номинальных напряжений [1]; при этом утверждалось, что «...введение напряжения 20 кВ является нерациональным...». Однако были и другие мнения [2, 3 и др.]. Например, «...в воздушных сетях значительно меньших затрат денег, цветного металла и особенно трансформаторной мощности требует в широком диапазоне плотностей нагрузки система 110/20 кВ с непосредственной трансформацией 20/0,4 кВ ...» [2]. При сопоставлении альтернативных вариантов сети 10 и 20 кВ в расчетах учитывалось [3], что стоимостные показатели воздушных линий (ВЛ) и трансформаторных подстанций (ТП) 20/0,4 кВ при прочих равных условиях в 1,1 и 1,25 раза превышают аналогичные характеристики ВЛ 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ соответственно.

Первое, по-настоящему массовое строительство электрических сетей 20 кВ в стране началось спустя без малого полувека, примерно пять лет назад в Москве [4]. К настоящему времени введено в эксплуатацию более 1000 км кабельных линий соответствующего класса напряжения. Строительство кабельных сетей 20 кВ ведется также в Санкт-Петербурге и Екатеринбурге. Таким образом, основные технические решения по формированию городских (кабельных) сетей 20 кВ в определенной мере отработаны.

Воздушные электрические сети 20 кВ пригородных и сельскохозяйственных районов имеют свою специфику и до сих пор в стране массово не применялись. Возникает закономерный вопрос: есть ли технико-экономическая эффективность применения номинального напряжения 20 кВ не только в кабельных, но и воздушных сетях? Соответствующие доводы приведены далее.

Интегральные параметры сетей. Методы решения подобных оптимизационных задач известны. Первый из них условно назовем методом идеализированных структур, второй – аналитическим. Пример первого подхода – [1], где топология сети задана в виде решетки с некоторым шагом. В узлах ее располагаются ТП. Альтернативные варианты сети сравниваются по минимуму затрат при вариации исходных данных – плотности нагрузки, расстояний между узлами сети и др.

Во втором методе стоимостные показатели ВЛ и ТП задаются в виде аналитических (обычно аппроксимирующих) функций в зависимости от их параметров (напряжение, сечение провода, длина линии, ток, мощность и др.). Точка экстремуму определяется тем или иным методом оптимизации, например, как в [5] – с помощью неопределенных множителей Лагранжа.

Слабая сторона первого метода – оторванность от фактической структуры и параметров сети. Вторым методом [5] еще слабее, так как учитывает простейшую конфигурацию сети: источник питания – нагрузочный узел. В этой связи анализировались воздушные электрические сети 10(6) кВ в 18 районах крупной электросетевой компании европейской части страны. Среди них были как примыкающие к границам большого города фрагменты сети, так и отстоящие от него на 100–150 км.

В каждом районе выделялись типовые фрагменты сети (рис. 1) [4]. Они представляют собой известную петлевую схему с подключением к двум географически разнесенным центрам питания (ЦП) 110/10(6) кВ, секционированную реклоузерами – автоматическими пунктами секционирования ВЛ. Трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 подключаются к основной магистрали на ответвлениях с установкой разъединителя или реклоузера на протяженных ответвлениях. Защита трансформато-

ров 10(6)/0,4 осуществляется предохранителями на стороне 10(6) кВ. В нормальном режиме схема сети разомкнута на одном из реклоузеров с использованием автоматического ввода резерва (АВР). Число ответвлений ТП между коммутационными устройствами основной магистрали на рис. 1 показано условно. Устанавливаются преимущественно однотрансформаторные ТП столбового (номинальная мощность трансформатора $S_{\text{НОМ}}=16\div 100$ кВА), мачтового ($S_{\text{НОМ}}=160\div 250$ кВА) и киоскового ($S_{\text{НОМ}}=400\div 1000$ кВА) типов.

В табл. 1 приведены параметры, относящиеся к линейной части упомянутых 18 фрагментов сети.

Площадь электроснабжения для оценки $\sigma_{\text{НГ}}$ и $\sigma_{\text{С}}$ определялась в предположении, что радиус охвата сети 0,4 кВ ТП 10(6)/0,4 кВ составляет не более 0,5 км. Соответственно ширина коридора ВЛ 10(6) кВ при определении площади — 1 км.

По факту вся воздушная сеть (табл. 1) выполнена проводом сечением 70 мм², за исключением фрагментов № 5 и 17, где на магистральных участках частично использован провод 120 мм².

В табл. 2 представлены параметры, относящиеся к ТП фрагментов сети.

Анализ данных табл. 1 и 2 позволяет установить некоторые статистические закономерности.

1. Протяженность магистральной линии 10(6) кВ между ЦП варьируется в сравнительно узком диапазоне от 12,9 до 41,3 км при среднем значении 28 км. Это свидетельствует об относительно равномерном распределении ЦП в регионе.

2. Плотность нагрузки меняется в широком диапазоне от 8,2 до 157,3 кВт/км² (среднее 76,1 кВт/км²), т.е. более чем на порядок. При этом

диапазон средних расстояний между ТП во фрагментах составляет 0,76–2,33 км при общем среднем значении в регионе 1,14 км, что свидетельствует об относительно равномерном распределении ТП по территории.

3. Установленная мощность ТП 10(6)/0,4 кВ в 2–9 раз (среднее значение 3,6) превышает фактический максимум нагрузки, что явно нерационально и требует отдельного рассмотрения.

Для сравнения авторы [1] в выводах опирались на следующие данные по плотности нагрузок: в промышленных районах — до 30–40 кВт/км² (в среднем около 20 кВт/км²); в электрифицируемых сельскохозяйственных районах нагрузки не превышают 2–3 кВт/км². За прошедшие с тех пор 70 лет плотность нагрузки многократно возросла, что является стимулом к увеличению номинального напряжения сети.

Технико-экономические аспекты применения ВЛ 20 кВ. При переходе от 10 к 20 кВ и неизолированных проводах увеличиваются незначительно (с 0,2 до 0,45 м) междуфазные расстояния [6], а при использовании ВЛЗ отличий нет (0,4 м). Однако типовые проекты ВЛ среднего напряжения в нашей стране предусматривают большой запас по междуфазным расстояниям (500–600 мм). Поэтому при одинаковом сечении и типе провода механическая часть ВЛ 10 и 20 кВ идентична. Различия обнаруживаются с позиций количества и в ряде случаев номинального напряжения изоляторов. Однако их стоимость составляет незначительную часть затрат на ВЛ. Поэтому при прочих равных условиях капиталовложения на ВЛ рассматриваемых классов напряжения отличаются не более чем на 1%.

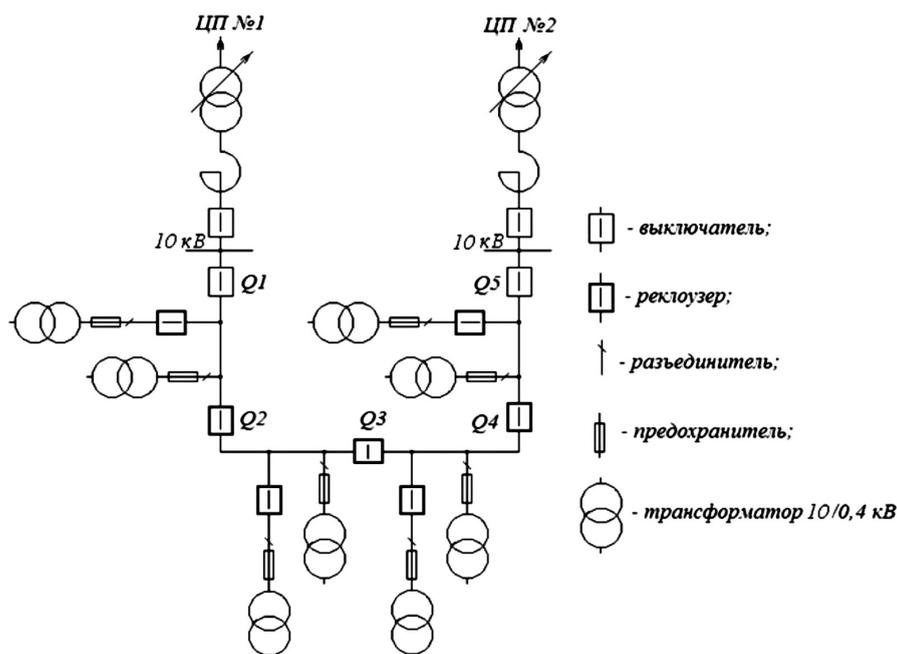


Рис. 1. Типовая схема воздушной сети

Таблица 1

Номер фрагмента	Нагрузка* P_{\max}/P_{\min} , кВт/кВт	Длина линии, км					Плотность	
		воздушной $l_{ВЛ}$	воздушной с защитной оболочкой $l_{ВЛЗ}$	кабельной $l_{КЛ}$	суммарная $l_{\text{сум}}$	магистрально- го участка** $l_{\text{маг}}$	нагрузки $\sigma_{\text{нг}}$, кВт/км ²	сети $\sigma_{\text{с}}$, км/км ²
1	3138/1642	24,2	9,7	6,8	40,7	19,8	129,1	1,7
2	4751/3168	32,6	8,6	11,2	52,4	19,4	154,3	1,7
3	7358/5816	67,5	2,6	4,0	74,1	32,6	154,3	1,6
4	3609/1929	49,7	13,5	6,9	70,1	21,0	83,2	1,6
5	6646/6072	35,4	49,2	3,0	87,6	43,0	157,3	2,1
6	1781/989	44,7	0,6	1,6	46,9	12,9	57,3	1,5
7	1840/844	40,6	0,4	1,5	42,5	22,5	45,5	1,0
8	2486/1244	32,8	3,3	0,1	36,2	22,0	66,8	1,0
9	2992/1673	51,8	7,5	3,1	62,4	35,8	55,0	1,0
10	3101/2436	52,8	11,9	11,0	75,7	38,3	45,1	1,1
11	2716/1338	20,1	0	6,4	26,5	13,8	110,4	1,1
12	2818/1934	46,4	4,9	3,0	54,3	29,6	72,3	1,4
13	1640/1102	59,8	2,0	2,8	64,6	31,0	39,8	1,6
14	1193/618	49,5	10,1	2,2	61,8	41,3	24,8	1,3
15	956/349	43,0	7,0	0	50,0	30,9	26,3	1,4
16	297/78	35,0	0	0	35,0	30,5	8,2	1,0
17	3023/1872	21,0	11,4	9,9	42,3	20,3	117,6	1,6
18	1484/796	102,9	3,8	0,3	107,0	38,5	21,7	1,6
Среднее	2879/1833	45,0	8,1	4,1	57,2	28,0	76,1	1,4

*Наибольшая нагрузка зимнего и летнего дня по результатам замеров 2016 г.

**Протяженность магистрального участка линии между ЦП (без учета ответвлений).

Стоимость сооружения ВЛ 10–20 кВ в европейской части страны (здесь и далее в ценах 2017 г. без НДС) определяются простейшими линейными зависимостями в диапазоне номинальных сечений s от 50 до 120 мм² при наибольшей погрешности 1,4%: для неизолированных сталеалюминиевых проводов $C_{ВЛ}=665,1+2,21s$ и $C_{ВЛ}=497,5+2,18s$ тыс.руб./км в населенной и ненаселенной местности соответственно; аналогично для изолированных проводов – $C_{ВЛЗ}=861,8+2,86s$ и $C_{ВЛЗ}=665,8+2,86s$ тыс.руб./км.

При переходе к дисконтированным затратам стоимость сооружения ВЛ необходимо умножить на повышающий коэффициент $K=1+k_1k_2=1+0,0085\cdot 9,4=1,08$, где k_1 – отчисления на ремонт и обслуживание; $k_2 = \frac{(1+E)^n - 1}{E(1+E)^n}$; E – коэффициент дисконтирования; n – расчетный срок службы электроустановки, исчисляемый с момента ввода ее в эксплуатацию; так, при $E=0,1$ и $n=30$ лет $k_2=9,4$.

Кроме того, во внимание необходимо принимать стоимость потерь электроэнергии за расчетный срок службы $C_{\Delta W} = \Delta P_{\max} \tau c_3 k_2$, где ΔP_{\max} – потери мощности в режиме наибольших нагрузок;

τ – годовое время максимальных потерь; c_3 – удельная стоимость потерь электроэнергии. Как известно, $\tau = f(T_{\max})$, где T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки. По текущим отчетным данным для рассматриваемого региона $T_{\max} \approx 6000$ ч ($\tau=3800$ ч) и $c_3=2,18$ руб./(кВтч).

Технико-экономические аспекты применения ТП 20 кВ. В настоящее время отечественные заводы выпускают всю номенклатуру составляющих этих ТП: силовые трансформаторы, разъединители, предохранители, ограничители перенапряжений и др. При производстве ТП 20/0,4 кВ могут быть использованы типовые проекты ТП 10/0,4 кВ всех типов, имеющих массовое применение, причем с незначительными доработками. Так, самый громоздкий элемент ТП – силовой трансформатор типа ТМГ. Для 10 и 20 кВ он имеет одинаковые массогабаритные размеры. Главное отличие – высота высоковольтных вводов. Она для 20 кВ на 75 мм выше, чем при 10 кВ. Для фактических воздушных изоляционных промежутков между блоком предохранителей и трансформатором у столбовых и мачтовых ТП 10 кВ такое увеличение вводов не принципиально. То же касается камер трансформаторов киосковых ТП.

Таблица 2

Номер фрагмента	Нагрузка P_{\max}/P_{\min} кВт/кВт	Суммарная установленная мощность трансформаторов 10(6)/4 кВ $S_{\text{сум}}$, кВА	Число трансформаторных подстанций				Среднее расстояние между ТП, км	Плотность ТП $\sigma_{\text{ТП}}$	
			закрытых ЗТП	комплектных КТП	столбовых, мачтовых СТП, МТП	всего		кВА/км ²	шт./км ²
1	3138/1642	11 700	4	36	8	48	0,85	483	2,0
2	4751/3168	15 600	14	44	6	64	0,82	507	2,1
3	7358/5816	18 900	11	69	7	87	0,85	396	1,8
4	3609/1929	12 300	14	50	7	71	0,99	285	1,6
5	6646/6072	23 600	13	82	15	110	0,80	559	2,6
6	1781/989	6 600	2	42	10	54	0,87	213	1,7
7	1840/844	8 200	6	31	7	44	0,97	204	1,1
8	2486/1244	5 000	3	29	6	38	0,95	135	1,0
9	2992/1673	7 600	0	47	0	47	1,33	140	0,9
10	3101/2436	11 300	0	66	1	67	1,13	164	1,0
11	2716/1338	6 300	0	20	0	20	1,33	255	0,8
12	2818/1934	9 700	3	17	40	60	0,91	248	1,5
13	1640/1102	7 800	6	10	41	57	1,13	189	1,4
14	1193/618	6 300	6	6	34	46	1,34	130	1,0
15	956/349	9 200	13	12	8	33	1,52	252	0,9
16	297/78	2 900	4	9	2	15	2,33	81	0,4
17	3023/1872	10 000	13	36	7	56	0,76	389	2,2
18	1484/796	11 700	15	48	5	68	1,57	171	1,0
Среднее	2879/1833	10 300	7	36	11	54	1,14	267	1,4

Стоимость ТП 20/0,4 кВ $C_{\text{ТП}}$ примерно на 20–25% выше, чем ТП 10/0,4 кВ. Удорожание происходит преимущественно из-за более высокой цены трансформаторов и разъединителей. И здесь стоимость сооружения ТП определяется простейшими линейными зависимостями при наибольшей погрешности 3,6%: для столбовых ТП $C_{\text{СТП}}=273+S_{\text{НОМ}}+11,56U_{\text{НОМ}}$; мачтовых $C_{\text{МТП}}=178+1,16S_{\text{НОМ}}+15,32U_{\text{НОМ}}$; киосковых $C_{\text{КТП}}=401+1,29S_{\text{НОМ}}+25,94U_{\text{НОМ}}$. Для ТП $K=1+k_1k_2=1+0,0379,4=1,35$ ($S_{\text{НОМ}}$ — в кВА, а $U_{\text{НОМ}}$ — в кВ). Далее по тексту индекс «ном» будет опущен. Потери холостого хода и короткого замыкания у трансформаторов 10/0,4 и 20/0,4 кВ по заводским данным одинаковы и далее не рассматриваются.

Рассмотренные типы ТП обладают принципиальными конструктивными отличиями. Поэтому их стоимости совместно не аппроксимируются с приемлемой точностью.

Сравнение вариантов сети 10 и 20 кВ. В табл. 3 приведены дисконтированные затраты на создание фрагментов сетей с характеристиками из табл. 1 и 2 при напряжении 10 и 20 кВ. Сечение проводов принималось равным фактическому значению (преимущественно 70 мм²) и одинаковым на магистральных участках и ответвлениях. Стоимость сооружения ВЛ $C_{\text{Л}}$ оценивалась средним значением

между минимальными и максимальными оценками; минимальная — 650 тыс. руб./км при напряжении 10 и 20 кВ для неизолированных проводов в ненаселенной местности; максимальная — соответственно 1070 тыс. руб./км для изолированных проводов в населенной местности; средняя — 860 тыс. руб./км без учета коэффициента K . При определении стоимости потерь электроэнергии в ВЛ принимался ежегодный прирост нагрузки 2%.

Обратим внимание, что значения составляющей $C_{\Delta W}$ в табл. 3 при напряжении 10 и 20 кВ и прочих равных условиях различаются более чем в 4 раза. Причина в том, что при расчетах установившихся режимов не вводились ограничения по минимальным значениям напряжения в узлах сети. Так, для фрагментов сети 10 кВ № 1, 9, 10 из табл. 3 в нормальном режиме значительно (более 10%) снижалось напряжение в узлах сети, в то время как в альтернативной схеме 20 кВ оно было на уровне номинального; более того, для фрагментов № 3–5 отсутствовала сходимость режима в сети 10 кВ. Здесь стоимость потерь электроэнергии определена формально, кратным увеличением потерь в сети 20 кВ.

Требуемое качество напряжения должно обеспечиваться согласно ГОСТ 32144–2013 не только в нормальных, но и в продолжительных ремонтных и

Таблица 3

Номер фрагмента	Дисконтированные затраты, млн руб.				Отношение суммарных затрат при напряжении 10 и 20 кВ Δ, %
	на сооружение ВЛ $C_{Л}$	стоимость потерь электроэнергии $C_{ΔW}$	на сооружение ТП $C_{ТП}$	суммарные $C_{сум}$	
		10 кВ/20 кВ	10 кВ/20 кВ	10 кВ/20 кВ	
1	37,8	17,6/4,1	48,8/60,3	104,2/102,2	102
2	48,6	28,7/6,3	66,3/80,6	143,3/135,5	106
3	68,9	287,8/70,2	82,9/101,8	439,6/250,9	175
4	65,1	77,8/20,8	63,1/78,2	206,0/164,1	126
5	81,4	306,5/74,7	107,1/131,5	495,0/287,6	172
6	43,6	6,0/1,3	39,5/49,0	89,1/93,9	95
7	39,5	8,9/2,0	38,7/47,8	87,1/89,3	98
8	33,6	11,5/2,6	28,9/35,9	74,0/72,1	103
9	62,4	42,6/8,1	40,6/50,7	145,6/121,2	120
10	70,4	25,1/5,2	58,1/72,2	153,6/147,8	104
11	24,6	5,2/1,4	24,8/30,2	54,6/56,2	97
12	50,4	15,3/3,1	50,8/62,4	116,5/115,9	101
13	60,0	10,2/2,3	43,4/54,1	113,6/116,4	98
14	57,4	4,5/1,0	35,2/43,5	97,1/101,9	95
15	46,5	3,1/0,8	40,5/50,0	90,1/97,3	93
16	32,6	0,2/≈0	12,2/15,3	45,0/47,9	94
17	39,3	38,4/7,9	47,1/57,6	124,8/104,8	119
18	99,4	11,9/2,7	41,5/50,5	152,8/152,6	100

послеварийных режимах – снижение напряжения не более 10% номинального значения. С указанных позиций данному требованию не удовлетворяют в сети 10 кВ фрагменты № 1–6, 9, 10, 12–14 (более половины фрагментов) при текущей нагрузке и все фрагменты, кроме № 16, – при перспективной. Таким образом, в обозримой перспективе потребуются глубокая реконструкция практически всей сети 10 кВ (разукрупнение магистральных участков за счет их перевода на иные центры питания), что не учтено в табл. 3. В альтернативной сети 20 кВ при текущей нагрузке требуемое качество электроэнергии не обеспечивается лишь во фрагменте № 3, а при перспективной – еще и во фрагменте № 10. Таким образом, при использовании напряжения 20 кВ мероприятия по повышению пропускной способности сети будут локальными и поэтому значительно менее затратными.

Прежде чем анализировать данные табл. 3, напомним о сложившемся подходе к сравнению схем электрических сетей с разным уровнем номинальных напряжений [7]: «Критерием выбора системы напряжения являются суммарные затраты в сети всех классов напряжения. При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет отдается варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети». Определенная логика в

этом есть; 10% – это общепринятая инженерная точность расчетов, тем более в условиях большой неопределенности при принятии решений.

В данном случае при фиксированном сечении провода пропускная способность сети 20 кВ в 2 раза выше, чем при 10 кВ, а при одной и той же передаваемой мощности потери мощности и электроэнергии примерно в 4 раза меньше. Это весомые преимущества электрической сети 20 кВ. Как видно из табл. 3, с указанных позиций переход с напряжения 10 на 20 кВ целесообразен практически при всем многообразии значений параметров сети из табл. 1 и 2.

Вопросы оптимизации параметров электрической сети. До сих пор в статье анализировались фактические параметры электрических сетей при вариации номинального напряжения. Их оптимизация является предметом, выходящим далеко за рамки поставленной задачи, поэтому лишь кратко коснемся некоторых аспектов оптимизации.

Для примера возьмем функцию стоимости $C_{ВЛ3}=665,8+2,86s$ тыс. руб./км (см. выше). Перейдем к дисконтированным затратам $C_{ВЛ3}=K(665,8+2,86s)=1,08(665,8+2,86s)=719+3,1s$ тыс. руб./км. Дисконтированная стоимость потерь электроэнергии для 1 км трехфазной линии $C_{ΔW} = \Delta P_{\max} \tau c_3 k_2 = 3I^2 R \tau c_3 k_2 = 3I^2 (\rho l / s) \tau c_3 k_2 = = 3I^2 (0,0376 \cdot 10^3 / s) 10^{-3} \cdot 38002,18 \cdot 10^{-3} \cdot 9,4 = 8,7I^2 / s,$

тыс. руб./км, где I – фазный ток, А; R – активное сопротивление, Ом; ρ – удельное сопротивление проводника из алюминиевого сплава при средней температуре 57 °С (между номинальной 25 °С и наибольшей 90 °С), Ом·мм²/м; l – длина линии, км. Поэтому суммарные дисконтированные затраты на ВЛ:

$$C_{\text{л}} = C_{\text{ВЛЗ}} + C_{\Delta W} = 719 + 3,1s + 8,7I^2/s \quad (1)$$

(тыс. руб./км)

Следовательно, оптимальное сечение провода составит:

$$\partial C_{\text{л}} / \partial s = 3,1 - 8,7I^2 / s^2 = 0; \quad (2)$$

$$s = \sqrt{8,7 / 3,1} I, \quad (3)$$

откуда «экономическая» плотность тока $j_0 = I/s = 1/\sqrt{8,7/3,1} = 0,6$ А/мм². Авторы сознательно заключили слово «экономическая» в кавычки, чтобы избежать продолжения многолетних дискуссий [8, 9 и др.] в этой области. К слову, та же цифра 0,6 А/мм² фигурировала в [5]. Использование в (1)–(3) стоимостных характеристик ВЛ другого типа (см. выше) приводит к изменению j_0 не более чем на 10%.

Как отмечалось ранее, в рассматриваемом регионе преимущественное применение нашло сечение проводников 70 мм². Последнее соответствует току 0,6·70=42 А или мощности $S \approx 730$ кВА при напряжении 10 кВ. Для конфигураций на рис. 1 и табл. 1 мощность типового фрагмента сети оценивается как $2S \approx 1460$ кВА. Указанному соотношению удовлетворяют лишь фрагменты № 14–16 из табл. 1. Следовательно, в структуре распределительных сетей региона сложился явный дисбаланс: перегруженные ВЛ при чрезмерных избытках трансформаторной мощности.

При переходе на напряжение 20 кВ при том же сечении проводов ВЛ имеем $2S \approx 2920$ кВА. Здесь уже более половины фрагментов сети имеют удовлетворительные показатели с позиций j_0 . Для оставшейся части фрагментов целесообразно дальнейшее увеличение сечения проводников до 120 мм² ($2S \approx 5800$ кВА). Но и этого явно недостаточно для фрагментов № 3 и 5 из табл. 1. Их следует разукрупнить. Учет роста нагрузок, который не был принят во внимание в (1), приведет к еще большему снижению j_0 .

Столь явные перекосы в структуре электрических сетей вынуждают вернуться к известной задаче по оптимизации их номинального напряжения. Воспользуемся отработанным в [5] для данного класса задач методом неопределенных множителей Лагранжа. Допустим, что выполняется условие (2).

Тогда второй и третий члены (1) будут равны и их сумма с учетом (3) составит:

$$2 \cdot 3,1s = 2 \cdot 3,1\sqrt{8,7/3,1}I = 10,4I. \quad (4)$$

Запишем результирующие затраты на передачу электроэнергии на расстояние l как $C = C_{\text{л}}l + C_{\text{ТП}}$. Возьмем для примера:

$$C_{\text{ТП}} = C_{\text{КТП}} = K(401 + 1,29S + 25,94U) =$$

$$= 1,35(401 + 1,29\sqrt{3}IU + 25,94U) = 541 + 3IU + 35U, (5)$$

тогда с учетом (1), (4) и (5)

$$C = 719l + 10,4Il + 541 + 3IU + 35U =$$

$$= 541 + 719l + 3IU + 35U + 10,4Il. \quad (6)$$

Минимизируем функцию стоимости (6) при некотором фиксированном значении мощности S , т.е. решим задачу $dC = 0$ при условии (уравнении связи), что $S/\sqrt{3} = IU$, методом Лагранжа.

Составим функцию Лагранжа:

$$C = 719l + 10,4Il + 541 + 3IU + 35U =$$

$$= 541 + 719l + 3IU + 35U + 10,4Il + \lambda(S/\sqrt{3} - IU).$$

Согласно методу Лагранжа существует такой коэффициент λ , что

$$\partial C / \partial U = 3I + 35 - \lambda I = 0; \quad (7)$$

$$\partial C / \partial I = 3U + 10,4l - \lambda U = 0, \quad (8)$$

откуда

$$I(\lambda - 3) = 35; \quad I = 35 / (\lambda - 3); \quad (9)$$

$$U(\lambda - 3) = 10,4l; \quad U = 10,4l / (\lambda - 3). \quad (10)$$

Подставив значения I и U из (9) и (10) в уравнение связи, получим:

$$\lambda = 25\sqrt{l/S} + 3. \quad (11)$$

С учетом (8) и (11) имеем:

$$3U + 10,4l - \lambda U = 3U + 10,4l - (25\sqrt{l/S} + 3)U = 0,$$

откуда оптимальное напряжение сети

$$U = 10,4l / (25\sqrt{l/S}) \approx 0,4\sqrt{lS}. \quad (12)$$

Условие (12) выведено для простейшего случая сосредоточенной в одной точке нагрузки, отстоящей от центра питания на расстояние l . Как известно, при прочих равных условиях, но при равномерно распределенной по линии нагрузке, потери мощности в пределе будут в 3 раза меньше. Нетрудно обнаружить, что за потери электроэнергии в приведенных ранее формулах отвечает член $10,4l$. Следовательно, для данного расчетного условия

$$U = 0,4\sqrt{IS} / 3 = 0,13\sqrt{IS}. \quad (13)$$

Итак, из (12) и (13) следует, что оптимальное напряжение при фиксированных значениях мощности и расстоянии передачи электроэнергии может меняться в большом диапазоне в зависимости от принятых расчетных условий:

$$U = 0,13 \div 0,4\sqrt{IS}. \quad (14)$$

Для анализа предпочтительного уровня напряжения электрической сети региона с характеристиками из табл. 1 и 2 используем формулу (14). Средняя длина магистрального участка сети составляет 28 км (табл. 1). С учетом его секционирования в нормальном режиме можно принять $l \approx 28/2 = 14$ км. Средняя нагрузка фрагмента в режиме наибольших нагрузок равна 2879 кВт (табл. 1), откуда $S \approx 2879/2 = 1440$ кВА. Оптимальное напряжение по (14) — 19–57 кВ.

К верхней границе в 57 кВ необходимо относиться с осторожностью. Причина в том, что технико-экономические характеристики элементов сети аппроксимировались в диапазоне напряжений 10–20 кВ с учетом доступности и освоенности электротехнического оборудования и материалов. При переходе к напряжению 35 кВ существенно усложняется и утяжеляется конструкция ТП 35/0,4 кВ, но самое главное: трех- четырехкратное возрастание стоимости линии по сравнению с ВЛ 10–20 кВ. Как следствие при прочих равных условиях стоимость сети 35 кВ в 1,5–2,5 раза (в среднем в 1,8) превышает таковую для сетей 10–20 кВ. Обоснование нецелесообразности замены трансформации 10/0,4 на 35/0,4 кВ (за исключением специфичных районов нефтедобычи в северных районах страны) рассматривалось в большом числе публикаций [2, 3, 9 и др.] на протяжении многих лет. Их выводы разделяются авторами данной статьи. Поэтому ступень трансформации 35/0,4 кВ далее не принимается во внимание.

Нижняя граница 19 кВ, выведенная аналитическим способом, является дополнительным аргументом к табл. 3 и выводам по ней о предпочтительности, надо полагать, повсеместного применения в воздушных электрических сетях страны сравнительно новой для нас ступени напряжения 20 кВ взамен 10(6) кВ. Причем как при новом строительстве, так и при реконструкции сетей. Как уже отмечалось, в расчетах учтены стоимостные характеристики наиболее затратных ТП киоскового типа. При использовании наименее затратных столбовых ТП аналогичным способом получим несколько иные границы $U = 0,2 \div 0,5\sqrt{IS}$, т.е. эффективность применения напряжения 20 кВ еще несколько возрастет.

Выводы. 1. В крупных городах России началось строительство и ввод в эксплуатацию кабельных электрических сетей напряжением 20 кВ. Это было

сопряжено с ростом единичных мощностей вновь возводимых объектов. Воздушные сети 20 кВ в пригородных и сельскохозяйственных районах до сих пор применялись эпизодически.

2. Анализ структуры и параметров воздушных сетей 10(6) кВ одной из крупнейших электросетевых компаний европейской части страны показал наличие явных диспропорций. А именно, чрезмерная перегруженность магистральных распределительных участков на фоне больших избытков трансформаторной мощности 10(6)/0,4 кВ. Принятая унификация сечений проводов на уровне 70 мм² не удовлетворяет принципу экономичности.

3. Стоимость ВЛ 10 и 20 кВ на современном этапе практически сравнялась, особенно в части самонесущих изолированных проводов, выпускаемых заводами-изготовителями сразу на номинальное напряжение 20 кВ. Стоимость ТП 20/0,4 кВ на 20–25% выше таковой для ТП 10(6)/0,4 кВ. Данные пропорции позволяют обосновать практически повсеместную целесообразность применения номинального напряжения 20 кВ в электросетевом комплексе страны.

4. При комплексной реконструкции воздушных электрических сетей имеется возможность перевода сетей с напряжения 10(6) на 20 кВ. Для собственно ВЛ — это наименее трудоемкая операция, требующая в ряде случаев замены лишь изоляторов. Что касается ТП, то строительная часть ТП 10 кВ почти без изменений может быть использована для установки оборудования 20 кВ.

5. Воздушные электрические сети 20 кВ оправдано сооружать при новом строительстве или реконструкции сетей 10(6) кВ при их полном моральном и физическом износе. При этом требуется согласование развития распределительной сети со строительством или реконструкцией питающих центров 110–220 кВ для создания напряжения 20 кВ. В ряде случаев целесообразно устанавливать силовые трансформаторы 110–220/10–20 кВ для сохранения при необходимости существующих «островов» сети 10 кВ.

6. При переводе воздушных сетей с напряжения 10(6) кВ на 20 В эффективность новой ступени напряжения 20 кВ еще более возрастает. Причина в том, что каждый сохраненный элемент «старой» сети снижает первоначальные капитальные вложения на создание новой сети.

7. Сооружение воздушных электрических сетей 20 кВ является приоритетной задачей электросетевого комплекса страны, так как это позволит удвоить их пропускную способность при практически тех же затратах на владение сети по сравнению с электроустановками 10 кВ. Это особенно важно для обеспечения доступности новых технологических присоединений потребителей в условиях фак-

тического исчерпания пропускной способности существующих сетей 10(6) кВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глазунов А.А., Геликонский С.А. Экономически целесообразная шкала стандартных напряжений в диапазоне 10–220 кВ. — *Электричество*, 1948, № 11, с. 24–31.
2. Червоненкис Я.М., Фингер Л.М. Об оптимальной системе напряжений для городских и сельских электросетей. — *Электричество*, 1965, № 7, с. 11–15.
3. Захарин А.Г., Канакин Н.С. О выборе напряжений сельских распределительных электрических сетей и применении напряжения 20 кВ. — *Электричество*, 1966, № 1, с. 6–10.
4. Майоров А.В., Осинцев К.А., Шунтов А.В. О выборе тока однофазного замыкания на землю в сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали. — *Электричество*, 2017, № 9, с. 34–41.
5. Пелисье Р. Энергетические системы. М.: Высшая школа, 1982, 568 с.
6. Правила устройства электроустановок. М.: КНОРУС, 2010, 488 с.
7. **СТО 34.01–21.1–001–2017.** Распределительные электрические сети напряжением 0,4–110 кВ. Требования к технологическому проектированию. М.: ПАО «Россети», 2017, 233 с.
8. Зуев Э.Н. К вопросу об экономической плотности тока в современных условиях. — *ЭЛЕКТРО*, 2000, № 1, с. 44–47.
9. Фрайштетер В.П., Мартьянов А.С. Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей линий электропередачи при проектировании. — *Нефтяное хозяйство*, 2011, № 4, с. 117–121.

10. Могильницкий Н.А., Шулов Б.С. Применение напряжения 20 кВ в Латвийской ССР. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963, 168 с.

[17.01.2018]

А в т о р ы: **Майоров Андрей Владимирович** окончил электроэнергетический факультет (ЭЭФ) Московского энергетического института (МЭИ) — ныне Национальный исследовательский университет «МЭИ» — «НИУ «МЭИ» в 1994 г. В 2017 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка научно-технических решений по формированию электрической сети 20 кВ мегаполиса» в АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы». Генеральный директор АО «Объединенная энергетическая компания».

Осинцев Кирилл Анатольевич окончил энергетический институт Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина в 2013 г. Соискатель кафедры электроэнергетических систем «НИУ «МЭИ».

Шунтов Андрей Вячеславович окончил ЭЭФ МЭИ в 1982 г. В 2002 г. защитил докторскую диссертацию «Применение системного подхода к формированию схем выдачи мощности электростанций» в МЭИ. Заместитель заведующего кафедрой электроэнергетических систем по научной работе «НИУ «МЭИ».

Elektrichestvo, 2018, No. 9, pp. 4–11

DOI:10.24160/0013-5380-2018-9-4-11

About Using the 20 kV Nominal Voltage Level in Overhead Electric Networks

MAIOROV Andrey V. (Public Company «United Energy Company», Moscow, Russia) — Director General

OSINTSEV Kirill A. (National Research University «Moscow Power Engineering Institute» («NRU «MPEI»), Moscow, Russia) — Competitor of a scientific degree

SHUNTOV Andrey V. («NRU «MPEI», Moscow, Russia) — Deputy head of the Department, Dr. Sci. (Eng.)

Matters concerned with advisability of shifting from the existing 10(6) kV voltage level to the 20 kV voltage level are analyzed. The structure and parameters of the 10 kV electric networks operated by one of the country's large electric network companies are considered. Their integral characteristics used as input data and boundary conditions are identified. The necessary feasibility assessments are carried out, including those involving the use, as an optimization technique, the Lagrange multiplier method. The advisability of predominantly using the 20 kV nominal voltage level for the country's overhead electric networks is investigated. A feasibility study of its application fields is carried out based on the network integral parameters. It is shown that, owing to a tendency toward making the technical-economic parameters of the 10 and 20 kV equipment close to each other, the 20 kV networks have more substantial advantages over the conventional 10 kV installations.

Key words: electric network, overhead lines, transformer substations, technical-economic characteristics, optimization

REFERECES

1. Glazunov A.A., Gelikonkii S.A. *Elektrichestvo* — in Russ. (*Electricity*), 1948, No.11, pp. 24–31.
2. Chervonenkis YA.M., Finger L.M. *Elektrichestvo* — in Russ. (*Electricity*), 1965, No. 7, pp. 11–15.
3. Zaharin A.G., Kanakin N.S. *Elektrichestvo* — in Russ. (*Electricity*), 1966, No. 1, pp. 6–10.
4. Maiorov A.V., Osintsev K.A., Shuntov A.V. *Elektrichestvo* — in Russ. (*Electricity*), 2017, No. 9, pp. 34–41.
5. Pelis'ye R. *Energeticheskiye sistemy* (Power Systems). Moscow, Vysshaya shkola, 1982, 568 p.
6. **Pravila ustroystva elektroustanovok** (Rules for electrical devices). Moscow, KNORUS, 2010, 488 p.

7. **СТО 34.01–21.1–001–2017.** *Raspredelitel'nye elektricheskiye seti napryazheniyem 0,4–110 kV. Trebovaniya k tekhnologicheskomu proektirovaniyu* (Electrical distribution networks 0,4–110 kV. Requirements for technological design). Moscow, Rosseti, 2017, 246 p.

8. **Zuyev Ye.N.** *ELEKTRO* — in Russ. (*ELECTRO*), 2000, No. 1, pp. 44–47.

9. **Frajsteter V.P., Mart'yanov A.S.** *Neftyanoe khozyajstvo* — in Russ. (*Petroleum Equipment*), 2011, No. 4, pp. 117–121.

10. **Moguil'nitskii N.A., Shulov B.S.** *Primeneniye napryazheniya 20 kV v Latviiskoi SSR* (Application of 20 kV voltage in the Latvian SSR). Moscow; Leningrad, Gosenergoizdat, 1963, 168 p.

[17.01.2018]