

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Силивончик А.Ю.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

В настоящее время повышению качества электроэнергии, снижению потерь мощности и энергии в сетях уделяют большое внимание, так как это значительно влияет на надежность систем электроснабжения, расход электроэнергии, а также на весь технологический процесс производства в целом. С повышением качества электроэнергии в сетях, связан вопрос о компенсации реактивной мощности.

Под компенсацией реактивной мощности понимают воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения и снижения потерь электроэнергии. Данный вопрос включает в себя правильный выбор экономичного и надежного источника, места установки компенсирующего устройства, а также определение его мощности. Компенсация реактивной мощности позволяет повысить эффективность использования электроэнергии в трех основных направлениях: увеличение пропускной способности линий и трансформаторов, снижение потерь активной мощности, и нормализация напряжения [1]. Однако не стоит забывать о том, что использование специальных устройств регулирования, по сравнению с организационными мероприятиями, требует значительно больших капитальных затрат. Если установка компенсирующих устройств производилась без расчета и непродуманно, то есть вероятность, что данное устройство будет не экономичным. Поэтому применение компенсирующих устройств возможно, только после тщательного технико-экономического расчета на основании критериев.

Вопрос о компенсации реактивной мощности более детально рассмотрим на примере электрической сети напряжением 330, 110, 35, 10 кВ. Данная сеть является замкнутой, суммарная протяженность линий составляет 1192 км, а также в сети установлено 40 трансформаторов (6 АТ, 8 трехобмоточных, 26 двухобмоточных), причем все трансформаторы выполнены с РПН. В узле 13 есть генерация активной мощности (100 МВт) и реактивной с диапазоном регулирования (0...70 Мвар). Все расчеты режимов производились с помощью программы «RastrWin3».

В результате расчета параметров линий и трансформаторов было получено, что схема содержит 54 узла и 99 ветвей. В исходном режиме суммарная генерация активной и реактивной мощности по сети равна 409,4 МВт и 84,1 Мвар, а суммарные нагрузки в сети составляют 394,2 МВт и 190,6 Мвар. Суммарные потери активной мощности по сети составляют 15,20 МВт.

Перед установкой компенсирующих устройств сперва необходимо рассмотреть мероприятия, которые не требуют существенных дополнительных затрат, материалов или денежных средств. Такими мероприятиями являются: размыкание замкнутых сетей в оптимальных точках по условиям эксплуатации сети; выбор коэффициентов трансформации автотрансформаторов и трансформаторов связи; оптимизация режимов работы генераторов. После проведения данных мероприятий можно приступить к рассмотрению средств, которые требуют определённых затрат труда и денежных вложений. Наиболее эффективным является установка устройств компенсации реактивной мощности.

Первый шаг оптимизации. Электрические сети 35 кВ часто выполняют по замкнутым схемам, но работают такие сети в разомкнутом режиме. Поэтому необходимо определить оптимальные точки размыкания сети напряжением 35 кВ. Основным критерий - это снижение потерь активной мощности в сети [2]. Процесс и результаты поиска оптимальных мест размыкания в электрической сети 35 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Поиск оптимальных мест размыкания сети 35 кВ

Шаг	Участок	Суммарные потери в электрической сети, МВт
0	Исходный режим	15,20
1	14-122	24,18
2	14-15	15,53
3	15-16	15,86
4	16-132	24,24
Отключаем линию 14-15		
Производим поиск следующего места размыкания		
5	25-192	17,38
6	24-25	15,53
7	24-232	17,78
Отключаем линию 24-25		

В результате были получены два места размыкания сети 35 кВ: линия 14-15 и линия 24-25. После размыкания электрической сети 35 кВ суммарные потери в электрической сети увеличились с 15,20 МВт до 15,53 МВт.

Второй шаг оптимизации. Выбор коэффициентов трансформации выполним с помощью метода покоординатного спуска только для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов [2]. Результат выбора коэффициентов трансформации приведен в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Последовательность выбора оптимальных коэффициентов трансформации автотрансформаторов

Шаг	Тип трансформаторов и автотрансформаторов, место установки	Коэффициент трансформации СН	dP, МВт	Дополнительная информация
0	2хАТДЦТН-200000/330/110 (узел 1)	0,348	15,53	Исходный
1		0,355	15,39	Выход напряжения за допустимые пределы
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-200000/330/110 оставляем $K_T = 0,348$				
2	2хАТДЦТН-125000/330/110 (узел 2)	0,348	15,53	Исходный
3		0,355	15,38	-
4		0,362	15,32	Оптимальный
5		0,369	15,36	Увеличение потерь
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-125000/330/110 принимаем $K_T = 0,362$				
6	2хАТДЦТН-125000/330/110 (узел 3)	0,348	15,32	Исходный
7		0,355	15,10	-
8		0,362	14,98	Оптимальный
9		0,369	14,99	Увеличение потерь
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-125000/330/110 принимаем $K_T = 0,362$				

Таблица 3 - Последовательность выбора оптимальных коэффициентов трансформации трехобмоточных трансформаторов

Шаг	Тип трансформаторов и автотрансформаторов, место установки	Коэффициент трансформации		dP, МВт	Дополнительная информация
		СН	НН		
1	2	3	4	5	6
0	2хТДТН-40000/110 (узел 13)	0,335	0,091	14,98	Исходный
1		0,341	0,093	14,90	-
2		0,347	0,095	14,83	-
3		0,354	0,096	14,75	Оптимальный
4		0,360	0,098	14,69	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-40000/110 принимаем $K_T = 0,354$ и $0,096$					
1	2	3	4	5	6
5	2хТДТН-25000/110 (узел 23)	0,335	0,096	14,75	Исходный
6		0,341	0,097	14,73	-
7		0,347	0,099	14,71	-
8		0,354	0,101	14,69	Оптимальный
9		0,360	0,103	14,68	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем $K_T = 0,354$ и $0,101$					
10	2хТДТН-25000/110 (узел 12)	0,335	0,096	14,69	Исходный
11		0,341	0,097	14,68	-
12		0,347	0,099	14,66	Оптимальный
13		0,354	0,101	14,65	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем $K_T = 0,347$ и $0,099$					
14	2хТДТН-25000/110 (узел 19)	0,335	0,096	14,66	Исходный
15		0,341	0,097	14,65	-
16		0,347	0,099	14,64	-
17		0,354	0,101	14,63	Оптимальный
18		0,360	0,103	14,62	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем $K_T = 0,354$ и $0,101$					

После выбора коэффициентов трансформации трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов суммарные потери активной мощности по электрической сети снизились с 15,53 МВт до 14,63 МВт.

Третий шаг оптимизации. Произведем изменение реактивной мощности, выдаваемой в сеть генератором, который установлен в узле 13. Примем, что изменение будет происходить

на 5 Мвар за один шаг и исходная реактивная мощность, выдаваемая генератором, равна 35 Мвар. Главным критерием является снижение потерь активной мощности в электрической сети. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Последовательность расчета реактивной мощности генератора

Шаг	Изменение реактивной мощности, Мвар	Суммарные потери в электрической сети, МВт	Дополнительная информация
0	35	14,63	Исходный
1	40	14,52	-
2	45	14,41	-
3	50	14,32	-
4	55	14,24	Выход напряжения за допустимые пределы
Выдаваемая реактивная мощность генератором в узле 13 равна 50 Мвар			

Таким образом после оптимизации работы генератора суммарные потери активной мощности по электрической сети снизились с 14,63 МВт до 14,32 МВт.

Четвертый шаг оптимизации. Рассмотрим такое мероприятие, как установка компенсирующих устройств. Компенсирующие устройства эффективны тем, что сеть разгружается по реактивной мощности и увеличиваются напряжения в узлах схемы, что приводит к снижению потерь [1].

Задаемся исходными данными. Принимаем, что $\Delta P_v = 0,003$ кВт/квар, $T_{м.к.} = 6000$ ч, $\tau_p^{CP} = 4800$ ч, $E = 0,12$, $p = 0,1$, $k_p = 0,1$, $\beta = 0,1$ у.е/(кВт·ч), $k_y = 15,62$ у.е/квар.

Первоначально выбираем узлы, где целесообразнее установить компенсирующие устройства. Для этого выбираем узлы с наибольшим падением напряжения и наибольшей реактивной нагрузкой. Определять целесообразность установки компенсирующих устройств будем по двум критериям [3,4]:

$$k_{эi} > k_{э}^0, \tag{1}$$

$$З_э - З_к \geq 0, \tag{2}$$

где $k_{эi}$ – удельное снижение потерь активной мощности в сети при установке компенсирующего устройства в i-м узле, соответствующее экономическому критерию; $k_{э}^0$ – граничное значение удельного снижения потерь мощности, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна; $З_э$ – экономия приведенных затрат за счет установки КУ;

$З_к$ - затраты на компенсацию реактивной мощности.

Расчетное значение стоимости 1 квар·ч, выдаваемого компенсирующим устройством, находим по формуле (3) и получаем 0,001 у.е/ квар·ч.

$$\beta_k = \Delta P_v \cdot \beta + \frac{k_y \cdot (E + p)}{T_{м.к.}}, \tag{3}$$

где ΔP_v – удельные потери мощности в компенсирующем устройстве; k_y – удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство; E – норма дисконта; p – отчисления на амортизацию и текущий ремонт компенсирующего устройства.

По формуле (4) находим граничное значение экономического эквивалента реактивной мощности, равное 0,011 кВт/квар.

$$k_{\mathcal{E}}^0 = \frac{T_{\text{м.к.}} \cdot \beta_K}{\tau_p^{\text{CP}} \cdot \beta}, \quad (4)$$

где $T_{\text{м.к.}}$ – эквивалентное число часов использования максимальной нагрузки компенсирующего устройства; τ_p^{CP} – среднее значение времени наибольших потерь от передачи реактивной мощности; β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Величины $Z_{\mathcal{E}}$ и Z_K находим по формулам (5) и (6):

$$Z_{\mathcal{E}} = (\Delta P_1 \tau_{1p} - \Delta P_2 \tau_{2p}) \beta, \quad (5)$$

$$Z_K = p_{\text{II}} K_K + \Gamma_K = (E + p) k_y Q_k + \Delta P_y Q_k T_{\text{м.к.}} \beta, \quad (6)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 – потери активной мощности до и после установки КУ в максимальном режиме; τ_{1p} и τ_{2p} – время потерь от протекания реактивной мощности до и после компенсации. K_K – капитальные затраты в КУ; Γ_K – годовые эксплуатационные расходы в КУ; Q_k – мощность КУ;

Расчетное значение мощности компенсирующего устройства:

$$Q_{ki} = Q_{ni} \cdot \frac{K_i}{K_{\text{max}}} \cdot k_p, \quad (7)$$

где Q_{ni} – реактивная нагрузка в i -том узле; K_i – удельное снижение потерь мощности в сети при установке компенсирующего устройства мощностью 1 Мвар в i -том узле; K_{max} – максимальное удельное снижение потерь мощности в сети при установке компенсирующего устройства мощностью 1 Мвар во всех рассматриваемых узлах; k_p – коэффициент, влияющий на точность расчетов. Результаты расчета и последовательность отобразим в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты и последовательность расчета мощности компенсирующих устройств

№ узла	Реактивная нагрузка, Мвар	Мощность КУ, Мвар	Потери активной мощности, МВт	Удельное снижение потерь, МВт	Расчетная мощность КУ, Мвар	Потери после установки, МВт. Дополнительная информация
1	2	3	4	5	6	7
Шаг 1, dP = 14,32 МВт						
181	8	1	14,27	0,05	-	-
201	10	1	14,27	0,05	-	-
171	14	1	14,27	0,05	-	-
61	16	1	14,3	0,02	-	-
81	16	1	14,3	0,02	-	-
111	16	1	14,3	0,02	-	-
141	5	1	14,26	0,06	0+0,50	14,29
Экономический эффект: $Z = 14400,00 - 2617,95 = 11782,05 \geq 0$ у.е, $Q_k = 0,5$ Мвар						
Шаг 2, dP = 14,29 МВт						
181	8	1	14,23	0,06	0+0,80	14,25
201	10	1	14,24	0,05	-	-
171	14	1	14,24	0,05	-	-
61	16	1	14,27	0,02	-	-
81	16	1	14,27	0,02	-	-
111	16	1	14,27	0,02	-	-
141	5	0,5+1	14,24	0,05	0,50	-
Экономический эффект: $Z = 19200,00 - 4188,72 = 15011,28 \geq 0$ у.е, $Q_k = 0,8$ Мвар						
Шаг 3, dP = 14,25 МВт						
181	8	0,8+1	14,19	0,06	0,8+0,8	14,2
201	10	1	14,19	0,06	0+1	14,15
171	14	1	14,19	0,06	0+1,4	14,08
61	16	1	14,22	0,03	-	-
81	16	1	14,22	0,03	-	-
111	16	1	14,23	0,02	-	-
141	5	0,5+1	14,19	0,06	0,5+0,5	14,05
Экономический эффект: $Z = 96000,00 - 19372,82 = 76627,18 \geq 0$ у.е, $Q_k = 3,7$ Мвар						
Шаг 4, dP = 14,05 МВт						
181	8	1,6+1	14	0,05	1,6+0,8	Выход напряжения за допустимые пределы
201	10	1+1	14	0,05	1+1	14,00
171	14	1,4+1	14,01	0,04	1,4	-
61	16	1	14,03	0,02	-	-
81	16	1	14,03	0,02	-	-
111	16	1	14,03	0,02	-	-
141	5	1+1	14	0,05	1+0,5	Выход напряжения за допустимые пределы
Экономический эффект: $Z = 24000,00 - 5235,90 = 18764,10 \geq 0$ у.е, $Q_k = 1$ Мвар						

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Шаг 5, dP = 14,00 МВт						
181	8	1,6	-	-	1,6	-
201	10	2+1	13,96	0,04	2	Выход напряжения за допустимые пределы
171	14	1,4+1	13,96	0,04	1,4	Выход напряжения за допустимые пределы
61	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
81	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
111	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
141	5	1	-	-	1	-
dP = 14,00 МВт						

В результате были рекомендованы к установке компенсирующие устройства в узлы 181, 201, 171, 141 суммарной мощностью равной 6 Мвар. При этом суммарные потери в электрической сети снизились с 14,32 до 14,00 МВт.

После проведенных четырех этапов оптимизации были выбраны коэффициенты трансформации двухобмоточных трансформаторов, обеспечивающие напряжения на шинах 10 кВ в пределах 10,5 - 11 кВ. Таким образом оптимизация режима завершена и суммарное снижение потерь активной мощности составило 1,2 МВт.

Литература

1. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федин В.Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.
2. Прокопенко В.Г., Фурсанов М.И. Лабораторный практикум по дисциплинам “Оптимизация режимов энергосистем и сетей” и “Оптимизация электроэнергетических систем”. – Минск: БНТУ, 70 с
3. Федин, В. Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. Ч. 1 / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2009. – 321 с. : ил.
4. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы: Учеб. пособие – Мн.: Высшая школа, 1975. – 272 с.